

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Sistema elétrico da ilha do Corvo: estudo de um sistema
baseado em renováveis com armazenamento**

Carla Sofia Fé Reia

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Pedro Nunes

Agradecimentos

O desenvolvimento da presente dissertação contou com o apoio de várias pessoas às quais quero deixar os meus sinceros agradecimentos.

Ao meu orientador, Professor Doutor Pedro Nunes, pelo apoio, disponibilidade e constantes sugestões e conhecimentos que me transmitiu.

Ao Engenheiro João Silva, pela contribuição e transmissão de conhecimentos determinantes para o desenvolvimento do trabalho.

Um especial agradecimento aos meus pais pelo apoio incansável em todos os momentos da minha vida.

Por fim, quero ainda agradecer a todos os meus amigos pelo companheirismo, compreensão e incentivo durante o meu percurso académico.

Resumo

Os sistemas elétricos isolados, nomeadamente os das ilhas de pequenas dimensões, são por norma caracterizados pelos elevados custos de produção de energia e pela utilização excessiva e por vezes exclusiva de combustíveis de origem fóssil. Estes fatores tornam estes territórios particularmente vulneráveis económica e ambientalmente onerando os orçamentos governamentais, impactando negativamente na população e turismo e gerando emissões de gases de efeito de estufa com consequências à escala global. Um exemplo é o do arquipélago dos Açores, que contudo tem gradualmente vindo a adotar soluções que mitigam estes problemas, nomeadamente através do aproveitamento de recursos endógenos para a produção de energia. Atualmente, das nove ilhas integrantes dos Açores apenas o Corvo tem ainda um sistema electroprodutor inteiramente baseado em diesel.

Neste contexto, este trabalho identifica possíveis soluções que tornem a ilha do Corvo energeticamente mais sustentável. Para isso, foram desenvolvidos e modelados em EnergyPLAN dois cenários, cujos resultados indicam que é viável tornar o sistema elétrico da ilha tendencialmente 100% renovável. Ambos os cenários contemplam a implementação de um sistema constituído por um parque eólico, um parque solar-fotovoltaico e uma central hídrica-reversível, para armazenar e equilibrar o sistema da ilha. Uma vez que já existe construído um depósito com um volume suficiente para o efeito, considera-se que este será reaproveitado para depósito a jusante, propondo-se somente a construção de um segundo a uma cota superior.

Após dimensionamento, o cenário considerado base considera uma central eólica com potência instalada de 622 kW, um parque solar com potência instalada de 836 kW, uma estação de bombagem constituída por duas bombas com potência unitária de 1106 kW e um sistema hidroelétrico com duas turbinas com potência unitária de 266 kW. Este sistema permite uma redução anual de emissões de CO₂ de cerca de 993 toneladas, resultado da economia de cerca de 366 mil litros de combustível fóssil.

O segundo cenário proposto complementa o cenário base prevendo a eletrificação da mobilidade automóvel. Neste cenário a produção de energia aumenta, resultado da inclusão de uma nova carga no sistema. Assim, as potências requeridas apuram-se ser 936 kW para o parque solar, 622 kW para a central eólica, 1088 kW para as bombas e 343 kW para as turbinas. Neste cenário a redução anual de emissões de CO₂ ascende às 1.352 toneladas, uma vez que a poupança no consumo de combustíveis de origem fóssil aumenta para os 480 mil litros.

A nível económico, para um período de 20 anos, o custo normalizado de energia apresenta um decréscimo em ambos os cenários: do atual valor de 15,8 c€/kWh passa-se para os 10,3 c€/kWh para o cenário de base e para 12,4 c€/kWh no cenário com carros elétricos.

Palavras chave: sistemas elétricos renováveis isolados, veículos elétricos, armazenamento energético, redes inteligentes, sistemas de energia nos Açores, ilha do Corvo.

Abstract

Insulated electrical systems, particularly, small islands are usually characterized by high energy production costs and the excessive and sometimes exclusive use of fossil fuels. These factors make these territories particularly vulnerable economically and environmentally burdening government budgets, negatively impacting population and tourism, and generating greenhouse gas emissions with consequences on a global scale. The Azores islands are an example, which, however, have been gradually adopting solutions that mitigate these problems, namely using endogenous resources for energy production. Currently, of the nine islands, only Corvo has an entirely diesel-based power system.

In this context, this work identifies possible solutions to make Corvo Island energetically more sustainable. For this, two scenarios were developed and modeled in EnergyPLAN. The results indicate that it is feasible to make the island's electrical system tend to be 100% renewable. Both scenarios contemplate the implementation of a system consisting of a wind farm, a PV solar system and a pumped storage hydroelectric power plant to store and balance the island's system. Once a deposit with enough volume has been built for this purpose, it is considered that it will be reused for downstream deposit, proposing only the construction of a second to an upper level.

After sizing, the standard scenario considers a wind power plant with installed capacity of 622 kW, a solar power plant with an installed power of 836 kW, a pumping station with two pumps with a unit power of 1106 kW and a hydroelectric system with two turbines with unit power of 266 kW. This system allows an annual reduction of CO₂ emissions of around 993 tons, resulting in the economy of around 366 thousand liters of fossil fuel.

The second scenario proposed is a complement to the standard scenario, providing for the electrification of car mobility. In this scenario the energy production increases, resulting from the inclusion of a new load in the system. Thus, the required powers are calculated to be 936 kW for the solar power plant, 622 kW for the wind power plant, 1.088 kW for the pumps and 343 kW for the turbines. In this scenario, the annual reduction of CO₂ emissions amounts to 1.352 tons, since the consumption of fossil fuels increases to 480 thousand liters.

At an economic level, for a period of 20 years, the normalized cost of energy shows a significant decrease in both scenarios: from the current value of 15,8 c€/kWh it is changed to 10,3 c€/kWh for the standard scenario and to 12,4 c€/kWh in the scenario with electric vehicles.

Keywords: insulated renewable electric systems, electric vehicles, energy storage, smart grids, energy systems in the Azores, Corvo Island

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice de figuras	xi
Índice de tabelas	xiii
Índice de equações.....	xv
Lista de abreviaturas.....	xvii
1 Introdução.....	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Estrutura da dissertação.....	3
2 Estado de Arte	5
2.1 Energia Eólica	5
2.2 Energia solar-fotovoltaica	5
2.3 Armazenamento de Energia	6
2.4 Redes inteligentes.....	7
2.5 Mobilidade elétrica.....	8
2.6 Integração de energias renováveis em ilhas	9
3 Caso de Estudo	13
3.1 Ilha do Corvo.....	13
3.1.1 Climatologia	14
3.1.1 Consumo elétrico.....	18
3.1.2 Produção de eletricidade.....	18
3.1.3 Transportes	19
3.1.4 Custos	19
3.1.5 Emissões de CO2.....	20
4 Metodologia.....	23
4.1 Software EnergyPLAN.....	23
4.1.1 Aplicações em simulação energética.....	24
4.1.2 Aspetos gerais.....	25
4.2 Cenarização	27
4.2.1 Modelação e definição dos cenários.....	27
4.2.2 Série de dados.....	28
4.2.3 Identificação das capacidades a instalar	29
4.2.4 Veículos elétricos	31
4.2.5 Sistema de armazenamento de energia.....	33

4.2.6	Critérios de estabilização.....	35
4.2.7	Análise económica	35
4.2.7.1	Custos de instalação	35
4.2.7.2	Custos de operação e manutenção	36
4.2.7.3	Custo normalizado de energia	36
4.2.8	Sumário	37
5	Apresentação e discussão dos resultados	39
5.1	Cenário base (FER):	39
5.1.1	Balanço energético	39
5.1.2	Diagramas de carga	44
5.1.3	Dimensionamento do sistema hidráulico.....	46
5.1.4	Análise económica	46
5.2	Cenário FER-VEs.....	48
5.2.1	Balanço energético	48
5.2.2	Diagramas de carga	52
5.2.3	Dimensionamento hidráulico.....	54
5.2.4	Análise económica	54
6	Conclusões e trabalho futuro	57
6.1	Trabalho futuro.....	58
7	Bibliografia.....	59

Índice de figuras

Figura 1.1 - Produção por fonte nas ilhas dos Açores em 2016.	2
Figura 2.1- Representação esquemática do possível sistema hídrico reversível a implementar na ilha do Corvo.....	6
Figura 3.1- Mapa da ilha do Corvo.	13
Figura 3.2 - Ocupação dos solos para a ilha do Corvo	14
Figura 3.3 - Temperaturas médias mensais para a zona do caldeirão e Vila do Corvo.....	15
Figura 3.4 - Precipitação média mensal para a zona do Caldeirão e Vila do Corvo.	16
Figura 3.5 - Radiação solar média diária no topo da atmosfera e superfície da ilha.	16
Figura 3.6 - Velocidade média diária do recurso eólico.....	17
Figura 3.7 - Rosa dos ventos	17
Figura 3.8 - Consumo simples da ilha.....	18
Figura 3.9 – Perfil de produção e curva de duração de carga do sistema para o ano de 2016	19
Figura 4.1 - Procedimento para a modelação dos cenários	27
Figura 4.2 - Esquematização dos cenários apresentados.....	27
Figura 4.3 - Distribuição anual do recurso solar fotovoltaico	28
Figura 4.4 - Curva de potência (turbina ENERCON E-30).....	29
Figura 4.5 - Distribuição anual do recurso eólico	29
Figura 4.6 - Distribuição anual do consumo elétrico simples	29
Figura 4.7 - Variação do custo do sistema renovável em função da potência instalada.....	30
Figura 4.8 - Variação do CEEP em função da potência instalada.....	30
Figura 4.9 - Distribuição representativa do consumo dos VEs	32
Figura 4.10 - Teste de viabilidade para o sistema	33
Figura 4.11 - Localização do tanque do sistema hídrico-reversível.	34
Figura 5.1 - Energia total produzida mensalmente.....	40
Figura 5.2 - Curva de duração de produção de energia PV.....	40
Figura 5.3 - Curva de duração de produção de energia eólica	41
Figura 5.4- Curva de duração de energia armazenada.....	41
Figura 5.5 - <i>Mix</i> energético para o cenário FER	42
Figura 5.6 - Energia média horária armazenada para o cenário FER.....	42
Figura 5.7 - <i>Curtailment</i> : (1) tecnologia PV; (2) tecnologia eólica (3) tecnologia combinado.....	43
Figura 5.8 - Semana representativa do sistema para o cenário FER	44
Figura 5.9 - Semana representativa dos valores mínimos de reserva para o cenário FER	45
Figura 5.10 - Semana onde se regista uma maior produção renovável para o cenário FER	45
Figura 5.11 - LCOE por tecnologia e para o sistema combinado.....	47
Figura 5.12 - Produção total de energia por tipo de tecnologia.....	49
Figura 5.13 - <i>Mix</i> energético do sistema obtido para o cenário FER-VEs	49
Figura 5.14 - Perfil médio de carregamento dos veículos elétricos presentes no sistema.....	50
Figura 5.15 - Energia média disponível para armazenamento no cenário FER-VEs	50
Figura 5.16 - <i>Curtailment</i> : (1) tecnologia eólica; (2) tecnologia PV; (3) tecnologia combinada.....	51
Figura 5.17 - Semana representativa do sistema no cenário FER-VEs	52
Figura 5.18 - Semana representativa para valores mínimos de reserva no cenário FER-VEs	53
Figura 5.19 - Semana onde se regista uma maior produção renovável para o cenário FER-VEs	53
Figura 5.20 - LCOE por tecnologia e para o sistema combinado.....	55

Índice de tabelas

Tabela 3.1 - Consumo por combustível e dimensão da frota automóvel da ilha.....	19
Tabela 3.2 - Custos atuais do sistema electroprodutor	20
Tabela 3.3 - Dados para avaliação económica do sistema atual.....	20
Tabela 3.4 - Emissões de CO2 por fonte.....	21
Tabela 4.1 - Parâmetros técnicos inseridos no EnergyPLAN	32
Tabela 4.2 - Custo unitário	36
Tabela 4.3 - Quadro resumo para o cenário base (FER) e cenário FER-VEs	37
Tabela 5.1 - Balanço energético para o cenário FER	39
Tabela 5.2 - Fator de capacidade por tecnologia e do sistema global	41
Tabela 5.3 - Potência unitária do conjunto bomba-turbina para o cenário FER	46
Tabela 5.4 – Custos envolvidos, considerados no cálculo do LCOE para o cenário FER	47
Tabela 5.5 - Resultados anuais da análise económica obtidas para o cenário FER-VEs	48
Tabela 5.6 - Fatores de capacidade no cenário FER-VEs	52
Tabela 5.7 – Potências unitárias requeridas para o conjunto bomba/turbina para o cenário FER-VEs	54
Tabela 5.8 - Dados para avaliação económica do cenário FER-VEs	55

Índice de equações

Equação 4.1 - Fração de <i>minimum grid stabilisation production share</i>	26
Equação 4.2 - Velocidade do vento em função da altitude	28
Equação 4.3 - Energia armazenada pela central hídrica-reversível.....	33
Equação 4.4 - Custo de instalação.....	35
Equação 4.5 - Custo normalizado de energia	36

Lista de abreviaturas

GEE	Gases de efeito de estufa
FER	Fontes de energia renováveis
VEs	Veículos elétricos
PV	Solar-fotovoltaico
MERRA-2	<i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications</i>
GSEE	<i>Global Solar Energy Estimator</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i> – Custo normalizado de energia
EDA	Eletricidade dos Açores
RAA	Região autónoma dos Açores
CAES	<i>Compressed air energy storage</i> – Armazenamento de energia por ar-comprimido
CEEP	<i>Critical excess of energy production</i> – Excesso de produção de energia

1 Introdução

Tradicionalmente a produção de energia elétrica em ilhas é assegurada por geradores a energia fóssil. Ao mesmo tempo, estes territórios são particularmente vulneráveis aos efeitos das alterações climáticas, induzidas em grande parte pelas emissões de gases de efeito de estufa (GEE) oriundas da combustão de combustível fóssil.

Desta forma, a exploração de recursos endógenos renováveis em sistemas isolados reveste-se de uma grande importância simbólica. Para além disso, traz vantagens ambientais, sociais e económicas nas regiões, uma vez que permitem a diminuição da emissão de poluentes e a redução da importação de energia fóssil, que tem um custo particularmente alto em ilhas, resultante das dificuldades associadas ao fornecimento de combustíveis em regiões remotas [1].

No entanto, deve-se também ter em conta que existem obstáculos no aproveitamento deste tipo de recursos, uma vez que existem dificuldades na integração de fontes de energia renováveis (FER), dada a elevada variabilidade temporal que apresentam, nomeadamente a produção eólica e solar-fotovoltaica (PV), induzindo instabilidade na rede, quer pela necessidade de igualar a produção ao consumo a cada instante, quer pela regulação de tensão e frequência acrescida que implicam [2]. Assim, requerem especial atenção aquando da sua integração no sistema elétrico, no sentido de manter a qualidade de operação do sistema electroprodutor e a segurança na sua gestão. O aspeto económico pode também ser obstáculo, devido aos altos custos iniciais destas instalações, especialmente em regiões insulares.

No sentido de mitigar os riscos acima referidos, é imprescindível nestes casos recorrer a sistemas de armazenamento de energia, os quais permitam melhorar a estabilidade da rede. Os sistemas de armazenamento contribuem para o equilíbrio entre a produção e o consumo, uma vez que podem absorver energia em caso de excesso de produção e injetar energia na rede em caso de défice, contrabalançando as variações [3].

Para assegurar o ajuste entre o consumo e a produção em sistemas elétricos com elevada penetração de FER, para além das estratégias de armazenamento já referidas anteriormente, e com o avançar das tecnologias de informação e comunicação, as redes inteligentes, apresentam-se como uma solução capaz de maximizar a rentabilidade e estabilidade do sistema, que se pretende tendencialmente 100% renovável [4].

Contudo não é apenas o sector elétrico que está dependente de combustíveis fósseis, mas toda a economia, nomeadamente o sector dos transportes, e, desta forma, nos projetos de ilhas tendencialmente 100% renováveis, será imprescindível integrar veículos elétricos (VEs). De facto, no caso da ilha, a sua integração é especialmente interessante, pois a desvantagem da (ainda) baixa autonomia que estes veículos apresentam, é em princípio menos significativa nestes territórios, uma vez que as deslocações diárias são limitadas em distância [5]. Por outro lado, os custos de abastecimento às ilhas de gasolina e diesel são particularmente altos.

No caso da região autónoma dos Açores, os sistemas electroprodutores das nove ilhas distinguem-se pelas diferentes tecnologias usadas na produção de energia, (Figura 1.1), influenciadas pelas potencialidades endógenas de cada ilha, mas são maioritariamente dependentes da produção térmica fóssil, usualmente em centrais a diesel ou nafta. Dado os aspetos morfológicos do fundo do mar dos Açores e distâncias envolvidas, é visto como inviável ou desinteressante a ligação elétrica por cabo entre ilhas, bem como à rede continental e europeia. Isto implica que cada uma das ilhas possua um sistema elétrico isolado [6].

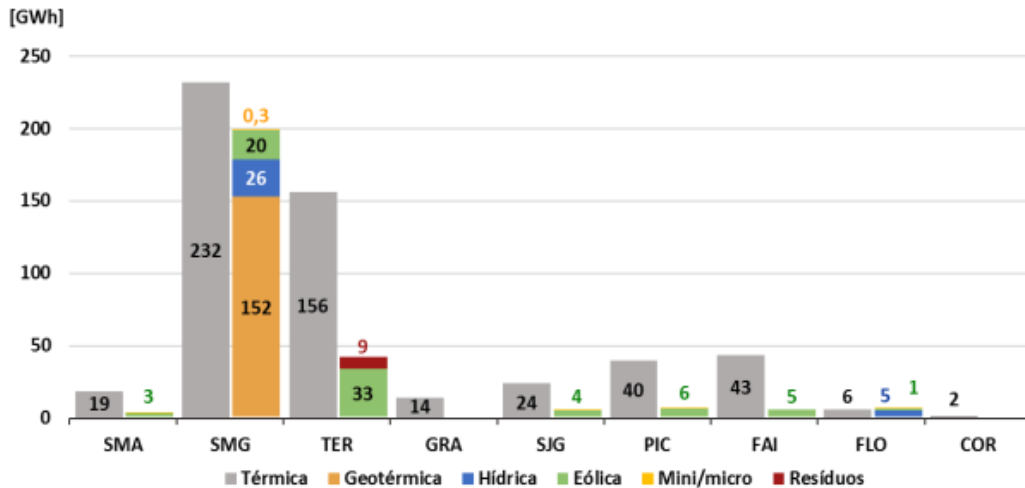


Figura 1.1 - Produção por fonte nas ilhas dos Açores em 2016. Legenda: SMA – Santa Maria; SMG – São Miguel; TER – Terceira; GRA – Graciosa; SJG – São Jorge; PIC – Pico; FAI – Faial; FLO – Flores; COR – Corvo [6]

Neste contexto, surgiu a ideia de estudar para a ilha do Corvo, a mais pequena do arquipélago, um sistema de eletricidade 100% renovável. Apesar de já terem sido realizados alguns estudos análogos para esta ilha, nomeadamente um da EDA – Eletricidade dos Açores, para a implementação de uma central hídrica-reversível alimentada por um parque eólico, este nunca chegou a ser implementado, e assim o Corvo é no momento, uma das duas únicas ilhas do arquipélago cujo sistema elétrico é 100% alimentado por fontes não renováveis. Por outro lado, esse projeto não contemplava outras fontes renováveis, e não previa a eletrificação da frota automóvel.

A motivação desta dissertação é, portanto, a de contribuir com um trabalho que ajude a inverter o paradigma atual da ilha do Corvo, tornando os seus sistemas elétrico e automóvel autosustentáveis do ponto de vista energético, e consequentemente mais sustentáveis económica e ambientalmente.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é modelar e projetar um sistema elétrico, incluindo mobilidade elétrica, isolado e 100% renovável, combinando energia eólica, solar-fotovoltaica e armazenamento de hídrica com bombagem para a ilha do Corvo. Prefigura-se, assim, um sistema constituído por um parque eólico e um parque PV, capaz de fornecer energia diretamente à rede, enquanto nos períodos de menor consumo alimenta um sistema de bombagem de água. Durante os períodos de elevado consumo elétrico, ou baixa geração renovável, a água armazenada sob a forma de energia potencial é turbinada para produzir energia elétrica.

O trabalho consistirá na análise do recurso energético da ilha, incidindo, portanto, nos recursos solar e eólico. Serão também avaliadas as necessidades de consumo, bem como as novas cargas a incluir no sistema, nomeadamente os VEs, e desenvolvido o pré-projecto do sistema que incluirá toda a análise energética e financeira.

1.2 Estrutura da dissertação

O trabalho desenvolvido está dividido em seis capítulos/secções, tal como se segue:

O **Capítulo 1** enquadra o trabalho, abordando de uma forma geral os principais desafios enfrentados pelas regiões insulares no que diz respeito à produção e abastecimento de energia, e qual o papel das energias renováveis nesse contexto. São ainda apresentadas as principais motivações e objetivos para o desenvolvimento do trabalho, bem como a sua estrutura.

No **Capítulo 2** é apresentada cada uma das tecnologias de produção e armazenamento de energia consideradas no trabalho, bem como as estratégias e tecnologias a ser adotadas em sistemas com uma elevada penetração de energias renováveis, nomeadamente a de redes inteligentes. É ainda abordada a integração da mobilidade elétrica e referidos vários exemplos da aplicação de sistemas tendencialmente 100% renováveis em regiões isoladas.

No **Capítulo 3** caracteriza-se o caso de estudo, onde é apresentada a climatologia típica da região, produção e consumos no sector da energia, nomeadamente elétrico, situação dos transportes, custos envolvidos, e emissões de CO₂.

O **Capítulo 4** é subdividido em dois: no primeiro é apresentado o modelo computacional utilizado para a realização das simulações efetuadas neste trabalho, o EnergyPLAN, no segundo são detalhados todos os critérios e apresentados os dados necessários para o desenvolvimento dos cenários propostos.

O **Capítulo 5** apresenta os dois cenários que constituem o presente estudo. Estes cenários simulam possíveis alternativas à utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia na ilha. Começa-se por mostrar o cenário base, cenário FER, sendo este complementado pela inclusão de veículos elétricos no cenário FER-VE.

Por fim, o **Capítulo 6** apresenta as principais conclusões obtidas, onde são ainda referidas algumas considerações para trabalhos futuros a realizar tendo como base o trabalho desenvolvido nesta dissertação.

2 Estado de Arte

Neste capítulo apresenta-se cada uma das tecnologias consideradas no presente estudo, num contexto, sobretudo, direcionado à aplicação em regiões insulares, bem como se mostra na globalidade a situação atual das energias renováveis para a produção de energia elétrica e da mobilidade elétrica nestes territórios.

2.1 Energia Eólica

Atualmente a produção de energia a partir do vento é a tecnologia renovável mais promissora e utilizada em ilhas, por ser um recurso abundante nestes territórios. Apesar da sua volatilidade, é uma tecnologia capaz de contribuir para a sustentabilidade ambiental e viabilidade económica do sistema electroprodutor destes territórios [4]. No entanto as limitações espaciais destas regiões são por vezes um obstáculo na exploração de energia eólica, uma vez que na implementação de um parque eólico é fundamental ter em atenção a distância das turbinas entre si, no sentido de evitar o efeito de esteira, aumentando assim a área necessária à instalação do parque [7].

As ilhas, especialmente vulcânicas, como é o caso do Corvo, são tipicamente montanhosas e apresentam valores elevados de rugosidade, que pode originar recirculação e separação do escoamento dificultando o aproveitamento eólico. Em ilhas de pequenas dimensões, estes constrangimentos são por vezes menores, uma vez que as necessidades energéticas requerem parques com um número reduzido de geradores eólicos, diminuindo igualmente a área de ocupação. A necessidade de meios marítimos e terrestres, especializados para o transporte dos equipamentos necessários à construção de um sistema eólico, representa um outro obstáculo para estas regiões, dada a necessidade de portos marítimos para barcos de grande porte e pela necessidade de construção de vias de acesso aos locais de instalação [8]. Estes constrangimentos não têm expressão na tecnologia offshore – que tem outros –, no entanto a batimetria dos Açores e condições do mar apenas permite o aproveitamento do recurso em terra [9].

O Corvo, de acordo com estudos realizados pela EDA – Eletricidade dos Açores, dispõe de algumas zonas com condições apropriadas à instalação de um parque eólico, nomeadamente o lugar do Morro da Fonte, com uma altitude de 371 metros.

2.2 Energia solar-fotovoltaica

O aproveitamento do recurso solar em sistemas autónomos é promissor, uma vez que apresenta benefícios tanto ao nível ambiental como económico, dado que atualmente o custo da tecnologia é competitivo com o dos geradores a diesel descentralizados, a tecnologia convencionalmente utilizada em regiões isoladas. A capacidade instalável dos sistemas PV é amplamente flexível, variando de poucos W a centenas de MW [10].

Esta tecnologia quando comparada com a tecnologia eólica para a implementação em ilhas apresenta algumas vantagens, respeitantes a uma maior facilidade no transporte, manuseamento e montagem do equipamento, e pouca manutenção requerida, aliado a uma maior previsibilidade do recurso. No entanto, o aproveitamento deste recurso está limitado ao período de luz solar, que pode ser comprometido pela nebulosidade, por exemplo, e a sua eficiência depende da temperatura. A eficiência geral da conversão de energia depende da tecnologia dos painéis fotovoltaicos e das eficiências combinadas dos reguladores de carga, baterias, cablagem, inversores, etc. [11]. Em geral ronda os 15% [12].

Homologamente ao que acontece com o recurso eólico, também o recurso solar no Corvo para produção de energia foi alvo de estudos. Segundo a EDA, a ilha apresenta condições bastante favoráveis à implementação de um parque solar-fotovoltaico, nomeadamente na zona de Pão de Açúcar, onde o terreno possui uma boa exposição solar, sendo muito próximo da linha de média tensão, o que facilita a ligação do parque à rede [13].

2.3 Armazenamento de Energia

A integração de energia proveniente de FER nas redes de energia, leva a que exista um maior interesse nas tecnologias de armazenamento. O armazenamento de energia é aliás um componente essencial em sistemas autónomos, como é o caso das ilhas sem interligação, com uma elevada penetração de energia renovável. Embora estes sistemas possam apresentar custos elevados, com a gradual diminuição da utilização de fontes de energia convencionais existe a necessidade de assegurar a qualidade da energia, sendo o armazenamento a tecnologia atualmente mais eficaz para o efeito [11].

Existem diversas tecnologias disponíveis para armazenar energia que se distinguem pelo seu grau de maturidade. O sistema hídrico com reversibilidade é atualmente a tecnologia mais utilizada para armazenar energia, dado o seu elevado rendimento e a grande capacidade de armazenamento. Ademais, é uma das soluções com maior potencial para a regulação da carga, devido ao tempo de reação ser curto (poucos segundos) e a regulação de frequência se poder fazer tanto em bombagem como em turbinagem. Para além disso, não gera poluição e tem uma elevada disponibilidade face as outras tecnologias de armazenamento [14]. Estes sistemas são contudo muito mais caros do que os convencionais sistemas hídricos com albufeira e muitas vezes é difícil encontrar uma localização adequada à sua implantação [15].

Tal como mostra a Figura 2.1, os aproveitamentos hídricos reversíveis são constituídos por dois reservatórios interligados por um circuito onde se integra uma central equipada com grupos reversíveis (bomba e turbina). Este sistema permite que a água que já foi utilizada para a produção de energia, através da turbina, volte a ser recolocada no reservatório superior através da bombagem [16]. Tendo em conta a evaporação da água e as perdas de conversão, cerca de 71 a 85% da energia elétrica usada na bombagem da água para o reservatório superior é recuperada [17]. Os fluxos de água, tanto na turbinagem como na bombagem, circulam pela conduta forçada, onde é gerada ou consumida energia dependendo da direção [18].

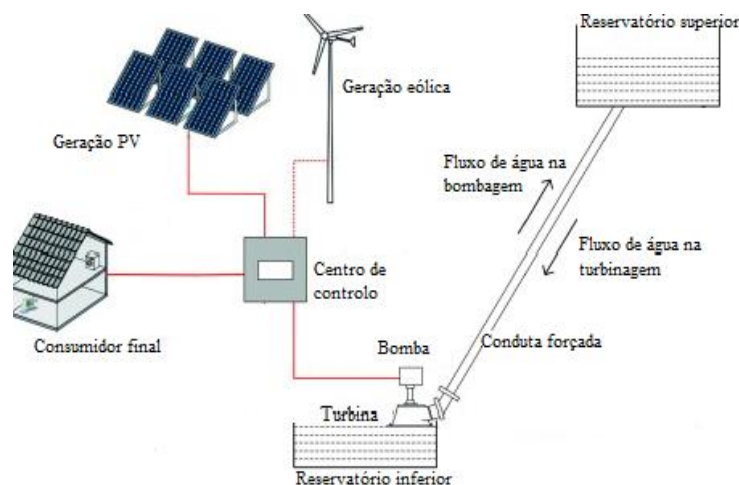


Figura 2.1- Representação esquemática do possível sistema hídrico reversível a implementar na ilha do Corvo. Adaptado de [16]

Neste tipo de sistema existe sempre a necessidade de dispor de um desnível entre os depósitos, o que implica que normalmente a construção do aproveitamento seja em regiões com relevos montanhosos. De forma a diminuir os custos de instalação, sempre que possível utiliza-se um local onde uma das albufeiras já esteja construída ou exista de forma natural (lagoas, oceano, etc.), sendo exemplo o sistema hídrico reversível de Okinawa no Japão, que usa o mar como depósito inferior do sistema [19]. No entanto a utilização de água salgada nestes sistemas apresenta algumas desvantagens ao nível técnico relacionados com o poder corrosivo da água, pelo que não será considerada essa hipótese no presente estudo.

A utilização de instalações hídricas reversíveis em conjunto com tecnologias de origem renovável, apresenta a vantagem de reforçar o sistema electroprodutor permitindo um melhor ajuste entre a oferta e a procura, promovendo ao mesmo tempo a estabilização do sistema. Estes sistemas apresentam ainda a vantagem de permitir aproveitar a oferta energética de origem renovável em períodos em que a procura é menor. Assim são reduzidas as variações bruscas da oferta ao mesmo tempo que são garantidas reservas para os picos da procura [20].

Segundo a Ref. [21], apesar do consumo de energia por parte do sistema hídrico ser superior no processo de bombagem do que a produção no processo de turbinagem, para o mesmo volume de água, o processo continua a ser vantajoso ao nível económico: em regime de mercado durante os períodos de menor consumo, quando a bombagem se faz, as tarifas atingem valores inferiores àqueles que se verificam nos períodos de maior procura, quando a turbinagem se faz, originando retornos financeiros consideráveis.

Do Programa Operacional 2020 Açores, gerido pelo Governo Regional dos Açores, constam diversas medidas de desenvolvimento para o futuro do arquipélago, nomeadamente na área da economia de baixo carbono. Entre outros, prevê-se o aumento da penetração de energias renováveis no arquipélago, sendo a aplicação de centrais hídricas reversíveis uma das ações a aplicar para o cumprimento do objetivo [22].

2.4 Redes inteligentes

A tendência da integração central ou distribuída de FER na rede, nomeadamente eólica e fotovoltaica, tem vindo a crescer nos últimos anos por razões da ordem ambiental, política, e pelos sucessivos avanços tecnológicos que as tornam competitivas. Isto leva a que os sistemas elétricos venham a sofrer alterações de forma a acompanhar essa mesma evolução tecnológica. Essa transformação passa por modernizar as tecnologias de geração, transmissão e distribuição, através, por exemplo, de redes inteligentes, tendo como objetivo, uma gestão integrada e flexível da rede, em que consumidor/produtor participa na operação do sistema [23].

As redes inteligentes baseiam-se na inclusão de tecnologias de informação no sistema elétrico. Este sistema possibilita que as diversas entidades, tais como produtores, transportadores, operadores de rede, distribuidores e consumidores, comuniquem fluidamente entre si. A aplicação da tecnologia de redes inteligentes apresenta inúmeras vantagens, tanto para o sistema elétrico como para o consumidor, das quais se destaca: deteção e correção de perturbações que possam ocorrer na rede em tempo real; melhoria na eficiência de operação; suporte à integração de VEs; redução de perdas ao nível técnico; medições em tempo real; informação prestada ao cliente, as quais incluem tarifas capazes de contribuir para a gestão de um consumo mais eficiente, impulsionado a aplicação de *demand side management* (DSM), melhoria da qualidade do fornecimento de energia, redução do impacto ambiental e redução dos custos de operação e manutenção da rede [24].

Existem contudo muitos desafios a contornar, relacionados com a integração e gestão de novas cargas, como VEs, numa rede fundamentalmente unidirecional. A tecnologia de redes inteligentes é uma das soluções que permitem uma maior integração de renováveis não despacháveis, categorizando-se em três níveis a maior ou menor necessidade de utilização deste sistema. Para um baixo nível, isto é, capacidade de penetração de renováveis não superior a 15%, geralmente a sua viabilidade é garantida sem recurso a qualquer tecnologia de redes inteligentes. Para níveis entre os 15% e 30%, principalmente em redes autónomas, as tecnologias de rede inteligente assumem um papel importante na gestão da rede. Por fim, para níveis superiores a 30%, geralmente é requerido o uso deste tipo de tecnologias de forma a assegurar a viabilidade da rede [25].

2.5 Mobilidade elétrica

O sector dos transportes é um dos que mais contribui para a emissão de GEE. É nesse sentido que se começa a assistir a uma substituição gradual dos veículos convencionais por VEs, que representam uma das mais promissoras tecnologias para a redução do consumo de combustíveis fósseis [26].

Em sistemas isolados, como é o caso da maioria das ilhas, a estabilização da rede apresenta uma maior complexidade e desafio em relação a sistemas com interligação. Aqueles são por norma equipados com pequenas unidades de geração de energia e redes de transmissão com níveis de tensão inferiores aos sistemas com interligação, o que resulta numa baixa inércia do sistema. Portanto, as variações de frequência devido a perturbações são consideravelmente maiores. A diminuição da inércia do sistema é ainda agravada pelo aumento da penetração de energia renovável, que torna a rede mais vulnerável à ocorrência de perturbações e cria uma maior dificuldade em igualar a produção ao consumo. A inclusão de VEs, como sistema de armazenamento gerível centralmente, pode mitigar os problemas acima mencionados, uma vez que as variações de produção de energia podem ser absorvidas pelos VEs [27].

Estes veículos possuem baterias que são recarregadas pela rede elétrica, através de um sistema de carregamento apropriado. Especialmente num sistema isolado, esse carregamento requer regulação usando um sistema de redes inteligentes, que permite a comunicação entre o consumidor e a rede, possibilitando assim a monitorização, gestão e controlo de carregamento, definindo o melhor ajuste entre a potência e energia requerida pelos consumidores e o que a rede de distribuição pode disponibilizar. O tempo adicional em que os veículos estão ligados à rede em comparação com a duração mínima requerida para a carga representa flexibilidade para o sistema. Dado ser uma carga regulável, as baterias dos VEs podem ser recarregadas durante o período da noite, caso a disponibilidade de eólica o permita, ou durante o dia, caso o solar e eólica o permitam, contribuindo assim para a diminuição da diferença de amplitude entre as horas de pico e as horas de menor procura, melhorando o desempenho geral do sistema electroprodutor por achatamento do diagrama de carga (*peak shaving*) [28]. Os VEs são caracterizados por terem um elevado desempenho energético, serem silenciosos, terem um tempo de recarga elevado, não serem estritamente dependentes de combustíveis fósseis, e por uma ainda baixa autonomia, o que os torna ideais para territórios como o Corvo, já que os percursos médios diários são curtos [29].

É consensual que sem políticas governamentais que incentivem a aquisição de VEs, a sua quota de mercado não será significativa, pelo menos enquanto a tecnologia se mantiver cara. Para impulsionar os VEs no mercado, é necessário investir no amadurecimento da tecnologia, bem como, fazer crescer o mercado com o fim de reduzir os custos por via do aumento da escala de produção. Um pouco por todo o mundo há programas de fomento à utilização de VEs nos respetivos mercados. Nesse âmbito têm sido implementadas algumas medidas financeiras, como atribuir subsídios e reduzir os impostos

dos VEs, bem como ao nível tecnológico, aumentando o número de postos de carregamento existentes [30].

À semelhança, o Governo Regional dos Açores tem vindo a desenvolver estratégias para alterar o paradigma atual das ilhas, tendo sido aprovado recentemente em conselho do governo um conjunto de medidas para garantir o desenvolvimento sustentável do arquipélago, as quais incluem estratégias para a implementação da mobilidade elétrica [31].

2.6 Integração de energias renováveis em ilhas

O desenvolvimento sustentável das ilhas em geral implica a necessidade de procurar alternativas à utilização de fontes de energia convencionais, a fim de diminuir a dependência de importações. O potencial destes territórios para integrar FER é por regra abundante. Algumas ilhas são confrontadas com a possibilidade de verem parte do território submerso, caso o nível médio da água do mar continue a aumentar, consequência das alterações climáticas devido às elevadas emissões de GEE, pelo que a adoção de FER nestes territórios é de elevada importância simbólica. A combustão de combustíveis fósseis e processos industriais representa 90% das emissões de CO₂, principal composto dos GEE, que são responsáveis pelo aquecimento global. Este fenómeno gera destruição de ecossistemas e alterações extremas no clima, nomeadamente furacões, tempestades, inundações, entre outras. As ilhas são as principais vítimas deste problema. Assim a aplicação de medidas que resultem na instalação de FER e eficiência energética são prementes [32].

Mundialmente, as ilhas de pequena dimensão são por norma as que apresentam os custos mais elevados de energia elétrica, cerca de 3 a 4 vezes mais que no continente. A menos que se situem numa região geograficamente favorecida pela presença de reservas de combustíveis fósseis, nomeadamente petróleo e carvão, estas são totalmente dependentes da importação, tornando-as vulneráveis económica e socialmente. Atualmente algumas ilhas aplicam o equivalente a mais de 30% do seu produto interno bruto (PIB) nas importações de combustíveis [4].

Por norma, não há interligação entre as ilhas e o continente ou mesmo entre ilhas adjacentes, devido aos elevados custos dos cabos de transmissão submarinos, o que implica instabilidade e pouca segurança na rede, sendo frequente a ocorrência de falhas ou interrupções no fornecimento energético, principalmente em ilhas de pequena dimensão. Estes territórios requerem pequenas centrais elétricas para uma melhor adaptação à carga, no entanto instabilidade nas centrais podem provocar elevados distúrbios na rede. É por isso que a potência unitária de cada sistema de produção é limitada por norma a 25% da potência média pedida pela rede, dado que o sistema elétrico na globalidade não deve ser enfraquecido mostrar dificuldades técnicas. Os geradores convencionais têm sido a opção mais adequada nestes sistemas, de forma a manter a qualidade e garantir o fornecimento de energia elétrica [4].

Para a substituição dos atuais geradores de energia fóssil por geradores de energia proveniente de FER, sem comprometer a estabilidade e segurança de operação do sistema elétrico, deve-se considerar a utilização de mais do que uma FER para a produção de energia elétrica, ou seja, sistemas híbridos [33]. No caso do recurso solar e eólico, apesar da sua variabilidade, apresentam padrões diários e sazonais que os complementa, em que o vento em ilhas é tipicamente mais forte no Inverno e durante a noite, ao invés da irradiação solar, que é apenas aproveitada durante o período diurno e mais intensa durante o Verão [34].

O aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis é pois fundamental para o desenvolvimento económico e social destes territórios, melhorando a competitividade destas regiões ao nível do

comércio, agricultura, transportes e turismo. A produção de energia elétrica a partir de FER é já uma realidade em muitas ilhas. Os principais recursos utilizados na geração dessa energia são a biomassa, hídrica, eólica e solar, sendo que as últimas duas fontes são abundantes na maioria destas regiões. Atualmente a geração de energia renovável em ilhas dos 0 aos 100%, mas a maioria dos casos está entre os 20 e 80%. Nos últimos anos muitos foram os estudos envolvendo FER, aliadas a medidas de eficiência energética para regiões insulares [33]:

O estudo apresentado na Ref. [35] tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica de um sistema de armazenamento hídrico reversível ligado a uma central eólica e uma central PV, a ser aplicado a uma das pequenas ilhas de Hong-Kong, com aproximadamente 100 habitantes. Para tal foi desenvolvido um modelo matemático capaz de simular diversos cenários, onde a capacidade de energia eólica variou entre os 0 e 20.8 kW (potência nominal da turbina eólica) e a energia PV entre os 70 e 150 kWp. Foi selecionado um caso representativo, tecnicamente viável e capaz de suprir as necessidades de consumo da ilha, sendo os seus principais componentes um parque PV de 110 kWp, duas turbinas eólicas com potência unitária de 10,4 kW e um sistema de armazenamento hídrico com um volume do depósito de 5.106 m³. Os resultados da simulação indicam que, perante a variabilidade das FER, o sistema de armazenamento hídrico reversível é a solução técnica melhor posicionada para atingir a total autossuficiência do sistema elétrico daquela região remota, uma vez que existe uma complementaridade entre as três tecnologias utilizadas, sendo que o sistema pode gerar e armazenar energia elétrica a baixo custo e com complexidade mínima. Conclui-se ainda que a utilização de um pequeno banco de baterias iria permitir uma redução na capacidade do sistema de armazenamento. A aplicação deste sistema proporcionaria à ilha evitar a emissão de 85 toneladas de GEE, incluindo 82 toneladas de CO₂.

Na Ref. [36] é proposta uma solução para as restrições impostas à penetração de energia eólica diretamente na rede elétrica na ilha de Gran Canária, no arquipélago das Canárias. O estudo propõe a implementação de um sistema hídrico reversível acoplado a um parque eólico, cujos resultados indicam que com a aplicação do modelo seria possível aumentar a penetração de FER em cerca de 52,55 GWh/ano, com um custo global bastante competitivo. Para alcançar esses resultados seriam utilizados os dois maiores reservatórios da ilha, cujo diferença de altura entre ambos ronda os 281 m e apresentam um volume de 5,000,000 m³. O sistema deverá ser constituído por um parque eólico com potência nominal de 20,4 MW, uma estação de bombagem com uma capacidade de 17,8 MW, e uma central hidroelétrica de 60 MW. Este sistema permite uma economia de 13,6 toneladas anuais de combustível fóssil, ao mesmo tempo de reduz a emissão de CO₂ em 43,1 toneladas/ano.

Ainda no arquipélago das Canárias, a ilha de El Hierro, a mais pequena do arquipélago com cerca de 10.000 habitantes, tem vindo a ser alvo de alterações no sistema electroprodutor, sendo uma das primeiras ilhas ao nível mundial a caminhar para um cenário energético 100% renovável. Tal como grande parte destes territórios, El Hierro era inteiramente suprido por combustível diesel, onde 55,6% era destinado à geração de eletricidade, 29,9% para o sector dos transportes, 12,1% para usos indústrias e residenciais, e 2,4% para dessalinização de água. Em 2009 o projeto do sistema híbrido hídrico-eólico-diesel começou a ser implementado. O consumo da ilha na altura rondava os 44GWh/ano. Espera-se que o consumo de energia chegue a 69 GWh até 2031, e como tal o sistema foi projetado para acomodar esse crescimento de cerca de 2% ao ano nos primeiros 10 anos de projeto e em seguida a uma taxa de 1%. A longo prazo, o projeto prevê ainda a inclusão de veículos elétricos, tornando a dependência de combustíveis fosseis gradualmente menos significativa [32].

Atualmente estão instalados cinco aerogeradores de 2,3MW, com uma potência nominal total de 11,5MW, uma central hídrica reversível com um depósito inferior de 150.000 m³ e um superior de 400.000 m³, com uma diferença de cota de 655 m, sendo utilizada a água do mar para o circuito. A

estação de bombagem é composta por dois grupos de bombagem com potência de 1.500 kW e seis grupos com potência de 500 kW, o que perfaz uma potência total de 6MW. A estação de turbinagem é composta por 4 grupos Pelton com potência de 2.830 kW, sendo a potência total de 11,32 MW. O caudal máximo de geração é 2 m³/s [37]. Ao nível económico, o orçamento total do projeto estimou-se em cerca de 64 milhões de euros, com uma taxa interna de rentabilidade (TIR) de 7,5% e um período de retorno de 11 anos [32]. Com este sistema espera-se conseguir evitar anualmente 18.700 toneladas de emissões de CO₂ e uma poupança de 2 milhões de euros pelas 5.000 toneladas de diesel substituídas por FER. Atualmente a central hídrica-eólica de Gorona del Viento consegue suprir as necessidades da ilha em 60% exclusivamente por via renovável, alcançando os 100% em muitas ocasiões [37].

Na Ref. [38] é proposta uma solução para a ilha da Graciosa, segunda ilha mais pequena do arquipélago dos Açores, com cerca de 4.400 habitantes. Atualmente é utilizado uma central termoe elétrica a diesel para suprir as necessidades do consumo elétrico da região, capaz de manter a estabilidade da rede. A solução proposta visa a aplicação de um sistema constituído por um sistema inteligente de gestão da energia combinado com um sistema de armazenamento de baterias ião-lítio com potência de 4 MW, um parque eólico de 4,5 MW e uma central PV de 1 MW, com investimento inicial de 25 milhões de euros [39]. O sistema referido permitirá que a ilha seja abastecida através de energia eólica e energia PV, sendo o diesel utilizado apenas como reserva, em situações em que o clima apresente condições desfavoráveis. O conjunto de baterias, para o sistema de armazenamento, possibilitará a criação da primeira micro rede baseada em energias renováveis no mundo, trazendo benefícios económicos e ambientais para a ilha [38].

3 Caso de Estudo

Este capítulo faz a caracterização do meio físico-social da ilha do Corvo, o caso de estudo, nos aspetos que importam à análise, focando características sociais, económicas, ambientais e climatológicas. É ainda retratado o paradigma atual ao nível do consumo e produção de energia, bem como os custos e emissões de CO₂ que comportam.

3.1 Ilha do Corvo

A ilha do Corvo pertence ao grupo ocidental do arquipélago dos Açores, localizada a 39° 40' de latitude Norte e 31° 05' de longitude Oeste. Com apenas 17,13 km², é a menor ilha do arquipélago. Tem um comprimento de cerca de 7 km e uma largura de 4 km, e a sua orientação é N-S. Tal como mostra a Figura 3.1, a ilha tem um único aglomerado populacional, o município da Vila do Corvo, situado no extremo sul da ilha onde se situam todas as infraestruturas de serviços e habitacionais. Atualmente a população residente na ilha é de cerca de 459 habitantes, existindo 185 famílias e uma densidade populacional na ordem dos 25hab/km² [40][41]. O sistema económico da ilha é essencialmente assente no sector primário, de onde se destaca a pecuária como principal atividade económica, logo seguida pelo sector dos serviços. O desenvolvimento socioeconómico é fortemente afetado pela quase total dependência de combustíveis fósseis, uma vez que o abastecimento de combustível é irregular em períodos de intempérie, originando quebras de stock. Para além do combustível, também o abastecimento de outros bens, inclusive alimentares, é por vezes posto em causa durante períodos temporais alargados devido às condições meteorológicas que impedem a circulação dos meios de transportes marítimos [42][43].



Figura 3.1- Mapa da ilha do Corvo. Adaptado de [44].

Tal como mostra a Figura 3.2, cerca de 39,5% da área da ilha é ocupada pelo sector agrícola, distribuída essencialmente a sul do caldeirão e zona este, que se divide por pequenas explorações dedicadas ao cultivo de bens alimentares, especialmente batata, citrinos e cereais e também pastagens. A vegetação natural ocupa a maioria do território, representando cerca de 51,3% da área total, ocupando toda a zona do caldeirão e a maioria das arribas costeiras. A zona urbana representa apenas 0,9% da área. Geologicamente, à exceção da zona sul, o território apresenta declives bastantes acentuados, representado cerca de 93% da área total, situando-se a cota máxima da ilha a sul da caldeira, com 718 metros de altitude. A sul do caldeirão localizam-se ainda dois importantes cones de escórias, o da Coroinha com 494 metros e o do Morro da Fonte com 371 metros, presentes na Figura 3.1. A costa marítima apresenta igualmente declives acentuados, e em torno da ilha a profundidade do mar atinge de forma gradual os 50 metros, decaído de forma abrupta, a cerca de uma milha náutica da costa, para os 500 metros [9].

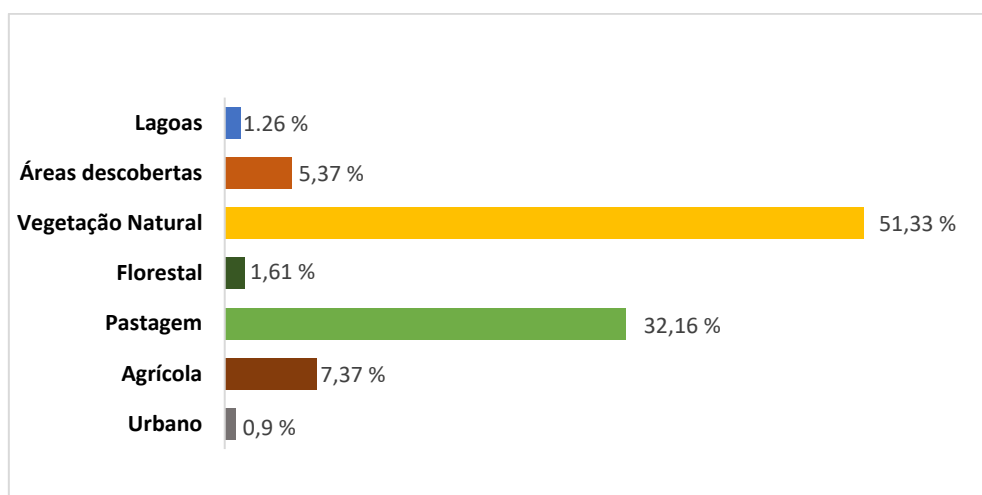


Figura 3.2 - Ocupação dos solos para a ilha do Corvo. Adaptado de [7]

Ao nível ambiental a ilha apresenta alguns problemas relacionados com a gestão hídrica, uma vez que, apesar de existir infraestruturas de saneamento, muitas das habitações estão ainda ligadas a fossas sépticas cujos resíduos se infiltram nos solos, alcançando as linhas de água. Os resíduos provenientes da criação e matança de animais na zona da vila representam também uma fonte de contaminação, sendo diretamente lançados para o mar. Outro problema está associado ao manuseio nas operações de armazenamento e transporte de combustíveis fósseis, uma vez que é frequente a ocorrência de derrames de pequena escala, que resultam na contaminação das águas e dos solos [45].

Os Açores, em geral, possuem abundantes recursos energéticos renováveis. Globalmente as principais fontes de energia renovável são a eólica, hídrica, solar e geotérmica. No caso particular da ilha do Corvo, o recurso geotérmico encontra-se contudo a grandes profundidades, e tendo em conta o seu reduzido potencial, os estudos realizados até à data apontam para a não existência de viabilidade económica na sua exploração [46].

3.1.1 Climatologia

De acordo com as medições realizadas na estação meteorológica do IPMA no Corvo situada no aeroporto (junto à povoação), a ilha apresenta os seguintes padrões climatológicos:

- a. **Humidade relativa do ar:** tipicamente a humidade relativa do ar caracteriza-se por ser elevada ao longo do ano, sendo que a variação da humidade relativa anual não é muito

significativa; no entanto o período noturno apresenta valores significativamente mais elevados comparativamente com os valores registados no período diurno. Os registos de humidade relativa acompanham de forma inversa a temperatura do ar. O valor médio mensal mais elevado é em janeiro, de 90,8%, e o mais baixo em maio, de 86,7% [9].

- b. **Temperatura:** as temperaturas na zona do Norte são por norma mais baixas do que aquelas registadas no litoral e na zona sul da ilha. Anualmente a temperatura média situa-se entre os 14,2°C na zona do caldeirão e os 17,5°C na costa sul da ilha, sendo que o valor mínimo médio mensal é de 10,5°C em fevereiro e o mais elevado em agosto de 22,6°C. A variação de temperatura ao longo do dia é relativamente baixa, na ordem dos 5,8°C. Com o aumento da altitude, a temperatura baixa à razão de 0,9°C por cada 100 metros (gradiente adiabático seco), até atingir o ponto de orvalho a uma altitude que geralmente ronda os 400 metros, ocorrendo a partir daí condensação [47].

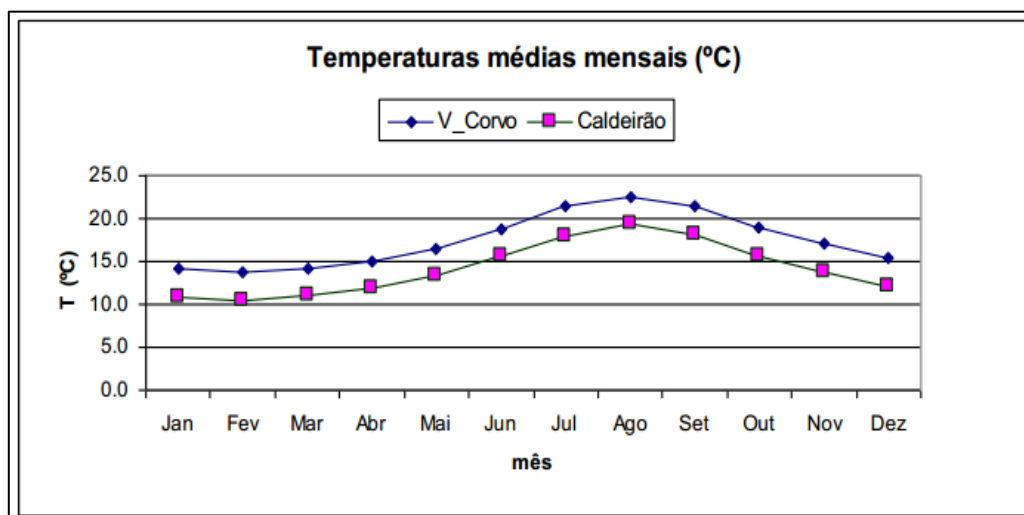


Figura 3.3 - Temperaturas médias mensais para a zona do caldeirão e Vila do Corvo [47].

- c. **Precipitação:** a precipitação média anual ao nível do mar no arquipélago dos Açores ronda os 800 mm, no entanto devido ao efeito orográfico a precipitação anual nas ilhas é superior a este valor. No arquipélago a precipitação é crescente de leste para oeste, sendo mais abundante no grupo ocidental. No Corvo ocorre precipitação durante todo o ano, atingindo uma média anual de 1.144 mm. Por norma a precipitação apresenta grande variabilidade intra-anual, uma vez que cerca de 64% da precipitação anual ocorre entre os meses de outubro e março. Com a elevação do relevo a precipitação aumenta significativamente, devido à ocorrência de nebulosidade orográfica [9].

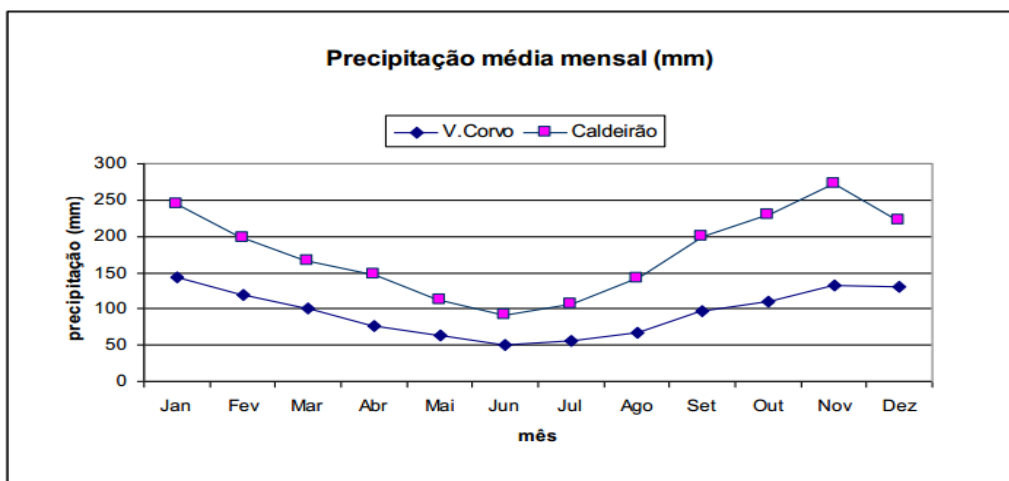


Figura 3.4 - Precipitação média mensal para a zona do Caldeirão e Vila do Corvo [47].

- d. **Radiação solar:** no topo da atmosfera, à latitude da ilha do Corvo a energia proveniente da radiação solar é de cerca de $41,8 \text{ MJ/m}^2/\text{dia}$ nos meses de verão e de cerca de $13,8 \text{ MJ/m}^2/\text{dia}$ nos meses de inverno. No entanto na superfície da ilha este valor desce bastante com um valor médio máximo de $20,8 \text{ MJ/m}^2/\text{dia}$ no período de verão e de $5,3 \text{ MJ/m}^2/\text{dia}$ no período de inverno, tal como mostra a Figura 3.5. A ilha está sujeita durante largos períodos a nebulosidade, principalmente nas zonas mais elevadas onde o nevoeiro é comum. A zona atlântica onde a ilha se situa é ainda sujeita à confrontação de massas de ar com características distintas (tropical e polar marítimo) o que implica que ilha esteja também sujeita a nebulosidade de superfície frontal. A zona sul da ilha, onde o relevo apresenta uma maior uniformidade, e o litoral são as regiões onde a insolação é significativamente superior quando comparada com a restante área da ilha. Anualmente, a energia proveniente da radiação solar é de $29,2 \text{ GWh}$ para a área total da ilha, e cerca de $1,70 \text{ MWh/m}^2$, sendo que a ilha conta com $1,640$ horas de insolação, correspondente a 36% do total de horas anuais [9].

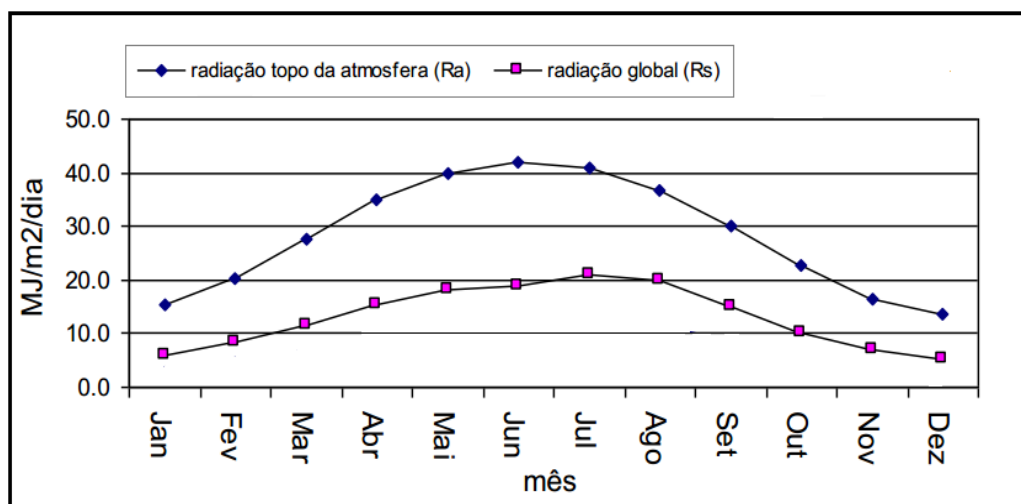


Figura 3.5 - Radiação solar média diária no topo da atmosfera e superfície da ilha. Adaptado de [9]

- e. **Vento:** o arquipélago é, em geral ventoso, sendo que a velocidade média do vento aumenta do grupo oriental para o grupo ocidental. Dada a zona de convergência de diferentes sistemas de circulação atmosférica, é frequente nas ilhas a ocorrência de ventos com origem no anticiclone

dos açores, bem como de ventos gerados na zona depressionária associado à frente polar. O regime médio do vento é influenciado pela topografia da região, sendo que, a baixa altitude a transposição de obstáculos pelas massas de ar implica uma maior irregularidade na sua orientação, atingindo uma maior regularidade com o aumento da altitude.

Ao longo do ano o vento apresenta um comportamento regular, mais moderado no período do solstício de verão, intensificando-se no solstício de inverno, como mostra a Figura 3.6 [9]. A velocidade média diária mais elevada regista-se em fevereiro com um valor de 23m/s, sendo que a mais baixa é em julho com um valor de 1,3 m/s; anualmente a média registada é de 8,9 m/s. Como mostra a Figura 3.7, verifica-se uma predominância de ventos do quadrante oeste.

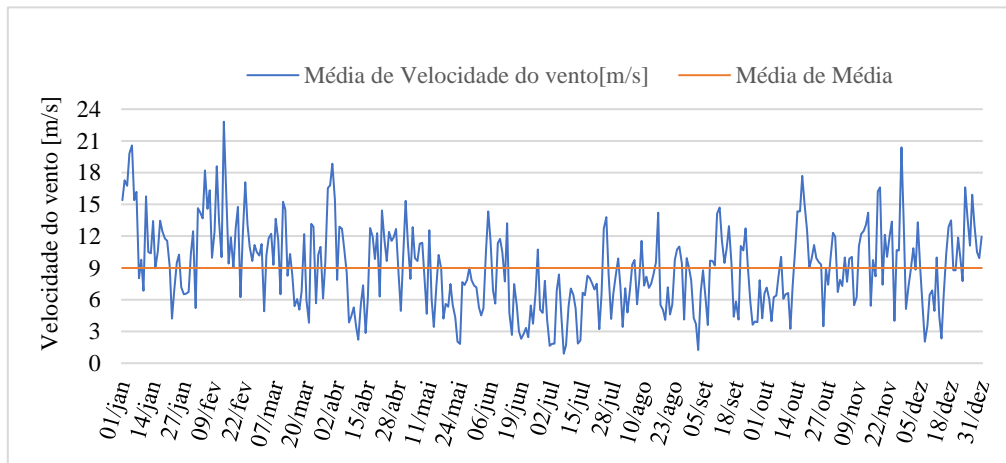


Figura 3.6 - Velocidade média diária do recurso eólico

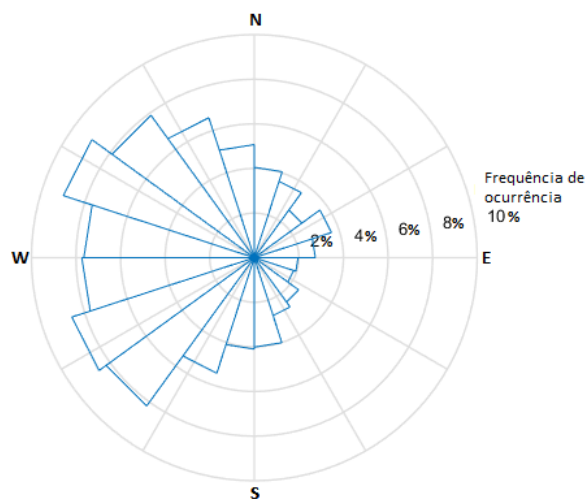


Figura 3.7 - Rosa dos ventos

3.1.1 Consumo elétrico

O consumo de energia elétrica representa-se aqui por uma curva de carga da potência consumida, de forma a definir o perfil de consumo. Como ano de referência foi considerado o ano de 2016, representativo dos hábitos de consumo no sector doméstico, comercial, público e industrial da ilha, sendo que o consumo anual é de 1,38 GWh.

Na Figura 3.8 está representada a média horária de consumo simples anual e quatro dias distintos, dos meses de março, julho, outubro e dezembro, correspondentes às quatro estações do ano, os quais traduzem as variações de amplitude das necessidades energéticas ao longo do ano. Denote-se que as horas de maior consumo estão compreendidas entre as 7:00 e as 23:00, horário onde se concentra grande parte das atividades humanas. Entre as 18:00 e as 23:00 situa-se o pico diário de consumo, horário correspondente à maior atividade no sector doméstico.

O dia 12 de dezembro na Figura 3.8, corresponde ao dia em que ocorreu o pico anual de consumo com um valor registado de 297,5 kW pelas 19:00. Este valor é justificado pelo facto de ocorrer na estação de inverno, período em que há uma maior utilização de sistemas de aquecimento e iluminação. Os meses correspondentes aos equinócios de primavera e verão são aqueles onde se registam os valores mais baixos de consumo.

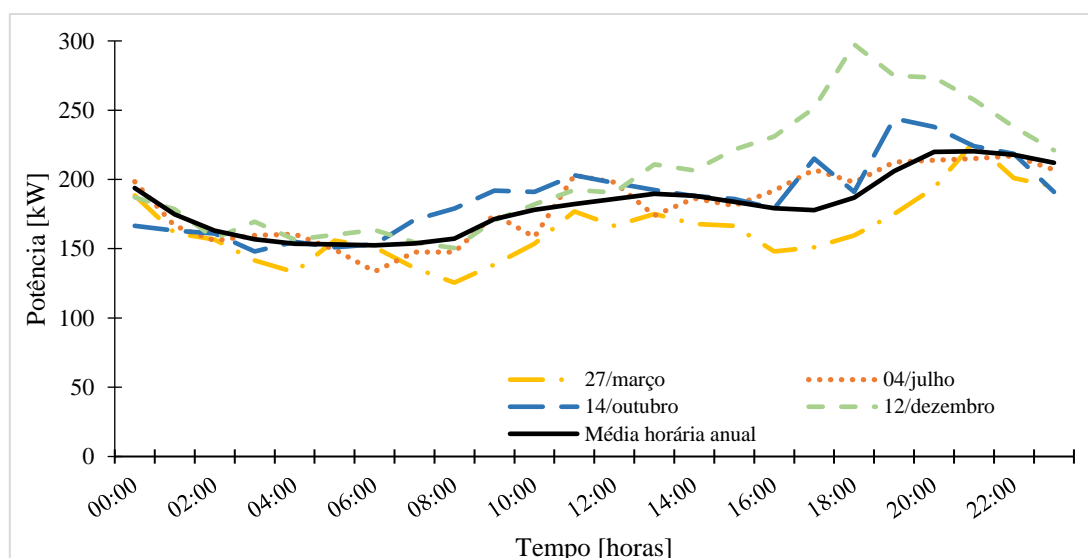


Figura 3.8 - Consumo simples da ilha

3.1.2 Produção de eletricidade

O sistema electroprodutor instalado atualmente na ilha do Corvo é composto por uma central termoelétrica diesel, a qual possui cinco grupos geradores, que perfazem uma potência instalada de 800 kW. O sistema é ainda constituído por: uma subestação ligada a essa central com duas unidades de transformação, uma rede de distribuição de média tensão de 15kV, e uma rede de distribuição de baixa tensão de 0,4kV [48].

Em contacto com o fornecedor de combustível, a Galp, aferiu-se que o consumo aproximado da central termoelétrica é de 1.000 l/dia de diesel. Na Figura 3.9 estão representados o perfil de produção e a curva de duração de carga do atual sistema., cujo fator de capacidade é de 19,6%.

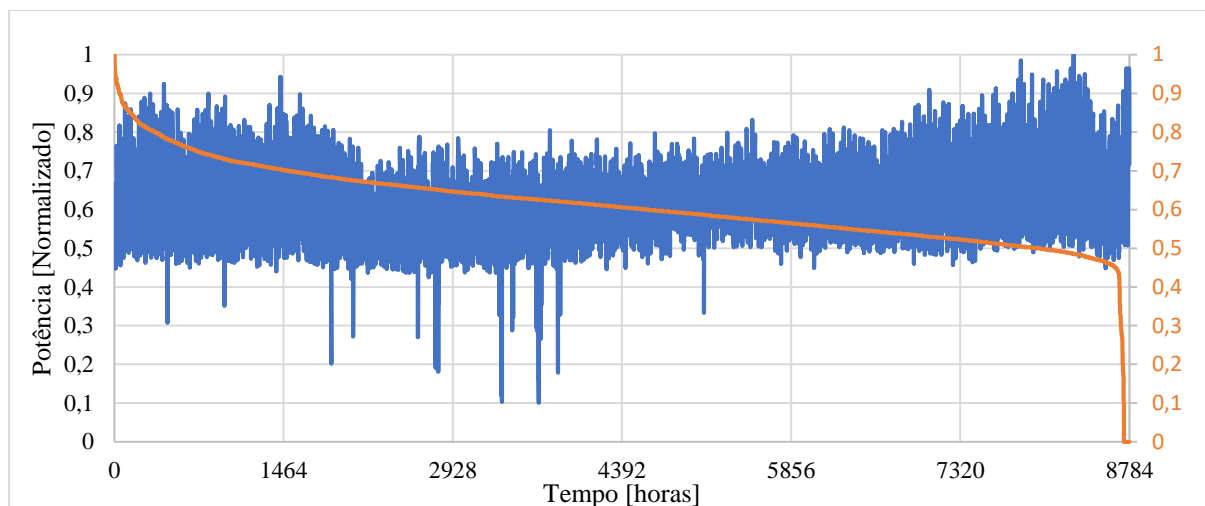


Figura 3.9 – Perfil de produção e curva de duração de carga do sistema para o ano de 2016

3.1.3 Transportes

No arquipélago dos Açores a ilha do Corvo é a que apresenta a taxa mais alta de habitantes por veículo, cerca de 4,6. Pela sua dimensão não existem transportes públicos para circulação dentro da ilha, sendo que os transportes se dividem apenas em veículos ligeiros de passageiros e mercadorias, e veículos agrícolas [49]. A recolha de informação sobre a dimensão da frota automóvel e do consumo mensal de combustível (gasolina e gasóleo rodoviário), fez-se contactando o fornecedor de combustível da ilha, a Galp, que disponibilizou os dados; sendo que o consumo mensal de gasolina é de 4,000 litros e de gasóleo rodoviário 8,000 litros, constantes na Tabela 3.1. Assim, anualmente são consumidos cerca de 144.000 litros de combustível de origem petrolífera.

Tabela 3.1 - Consumo por combustível e dimensão da frota automóvel da ilha

Gasolina [l/mês]	4.000
Gasóleo rodoviário [l/mês]	8.000
Número de veículos	115

3.1.4 Custos

Os custos de combustíveis nas regiões autónomas são por norma bastante elevados quando comparados com os do continente. Esse facto deve-se à insularidade, que leva a uma dificuldade acrescida no transporte e armazenamento nestas regiões. No arquipélago dos Açores o combustível é transportado via marítima para os tanques de armazenamento localizados na Terceira e em S. Miguel, e depois transportado para as outras ilhas, onde o combustível é armazenado em instalações da empresa fornecedora, sendo posteriormente transferido para as instalações da EDA. Estas instalações são de pequenas dimensões, e armazenam apenas pequenas quantidades de combustível, necessárias ao consumo diário dos equipamentos de produção. No caso da ilha do Corvo, onde se verificam os custos mais elevados de todo o arquipélago, o trajeto para abastecimento de combustível é ligeiramente diferente das restantes ilhas, uma vez que o gasóleo destinado à ilha é descarregado nas Flores e só depois transportado para o Corvo em pequenos contentores.

A partir do valor de referência do custo do gasóleo para o mercado do arquipélago do Açores com um valor de 0,485 €/l, é acrescentado a componente de biodiesel que é adicionada ao gasóleo de acordo com a legislação nacional, atualmente de 6,75%. É ainda contabilizado o fator de ajustamento para o mercado Português (0,010 €/l), os custos de transporte (9€/t), a margem de comercialização (3€/t) e os custos portuários (1€/t). A estes valores são ainda aplicados um desconto por parte do fornecedor (Galp, para o caso da ilha do Corvo), definido pela ERSE de 8,5%. Contabilizando todos os custos e deduções, para a ilha do Corvo o custo do litro de gasóleo é de € 0,537 [50]. Estes valores encontram-se resumidos na Tabela 3.2:

Tabela 3.2 - Custos atuais do sistema electroprodutor

Valor de referência para o mercado RAA [€/l]	0,485
Componente do biodiesel [%]	6,75
Fator de ajuste ao mercado Português [€/l]	0,01
Custo de transporte [€/t]	9
Margem de comercialização [€/t]	3
Custos portuários [€/t]	1
Desconto do fornecedor [%]	8,5
Custo total do gasóleo [€/l]	0,537

Uma vez que a central elétrica consome cerca de 1.000 litros de gasóleo diariamente, cf. secção 3.1.2, o custo diário do combustível é de 537 €, o que perfaz um custo anual de 196 mil euros.

Para o cálculo do LCOE da eletricidade (cf. Secção 3.2.5.3) de acordo com a Ref. [10], assumiu-se um custo de instalação unitário de 333€/kW de potência do gerador a diesel, e um custo de operação e manutenção de 1€/hora, obtendo os resultados apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Dados para avaliação económica do sistema atual

	Diesel
Custo de instalação CI_t [€]	266.400,00
Custos de operação e manutenção $O\&M_t$ [€]	172.680,00
Energia elétrica produzida E_t [GW h]	1,58
Taxa de desconto r [%]	7,5
Custo do combustível F_t [€]	3 930 840.00
Tempo de vida t [anos]	20
LCOE [€/kWh]	0,158

3.1.5 Emissões de CO₂

O arquipélago dos açores apresenta uma elevada vulnerabilidade face às alterações climáticas, sendo o sector da energia determinante para a ocorrência desse fenómeno. Do total de emissões de GEE no arquipélago, cerca de 73% são provenientes do sector da energia, onde o CO₂ representa 99% do total de emissões. Dentro da categoria, os transportes e as centrais de produção energética, são as que mais

contribuem para a emissão de GEE, sendo que do total de emissões estimado, representam, respetivamente 49% e 28% [51].

Em média, a emissão específica de carbono da central termoelétrica no Corvo é de 719,5 gCO₂/kWh [41]. Para a categoria dos transportes, considerou-se um valor de 2,28 kg CO₂/l para a gasolina e 2,6 kg CO₂/l para o gasóleo [52]. Tendo em conta o total de energia produzida pela central termoelétrica no ano de referência, mencionado na Secção 3.1.2, e a quantidade de combustível consumida pela frota automóvel, mencionado na Secção 3.1.3, obteve-se os valores relativos às emissão de CO₂ para a ilha no sector considerado, representados na Tabela 3.4:

Tabela 3.4 - Emissões de CO₂ por fonte

Emissões de CO₂	
Central termoelétrica [t/ano]	993
Transportes [t/ano]:	
Gasolina	109,4
Gasóleo	249,6

Para a ilha do Corvo, a distribuição por categoria aparenta ser relativamente diferente da média global do arquipélago, uma vez que as emissões de CO₂ provenientes da central de produção são muito superiores às emissões estimadas para os veículos automóveis, no entanto é necessário ter em conta que este valor corresponde apenas aos ligeiros de passageiros, não sendo contabilizadas as emissões respeitantes nomeadamente aos transportes marítimos.

4 Metodologia

Este capítulo detalha todas as etapas necessárias para o desenvolvimento do presente projeto de dissertação. Inicialmente será feita uma descrição da ferramenta escolhida para o dimensionamento do presente estudo (Secção 4.1), seguido da cenarização (Secção 4.2).

Para a simulação e verificação do sistema elétrico e de transportes abastecidos totalmente por fontes renováveis, recorreu-se à ferramenta EnergyPLAN, que consiste numa ferramenta computacional, que tem como objetivo projetar e otimizar sistemas de energia com base em *inputs* e *outputs* definidos pelo utilizador. As razões que levaram à escolha do presente modelo de simulação, são as seguintes [53] [54]:

1. Ferramenta bastante acessível na ótica do utilizador, organizado em janelas que requerem o preenchimento direto dos dados necessários, o que requer um período relativamente curto de aprendizagem e domínio da ferramenta, aliado à vasta informação e exercícios disponíveis online;
2. O software EnergyPLAN é de utilização gratuita;
3. A ferramenta inclui os três sectores principais, sendo eles o sector elétrico, calor e transportes, incluindo mobilidade elétrica.
4. É particularmente adequado para a análise de sistemas com elevada penetração de fontes de energia não despacháveis, incluindo a combinação da energia solar PV, eólica e hídrica;
5. O EnergyPLAN já foi anteriormente utilizado para a simulação de sistemas 100% renováveis;
6. Tem a capacidade de simular o carregamento inteligente de VEs.

A ferramenta apresenta como constrangimento o facto de o algoritmo usado nas simulações ser fechado, o que condiciona o utilizador as todas a funções impostas pelo modelo [55]. De seguida descreve-se com mais detalhe a ferramenta.

4.1 Software EnergyPLAN

A ferramenta foi desenvolvida pelo grupo de pesquisa de investigação e planeamento em energia sustentável da Universidade de Aalborg, Dinamarca, e tem como função simular a operação de sistemas energéticos nos seus diferentes setores, entre os quais eletricidade, aquecimento, refrigeração, indústria e transportes. A ferramenta foi concebida para analisar todos os fatores envolvidos num sistema energético, tendo como base um modelo horário de inputs/outputs, onde os inputs dizem respeito a consumos, fontes de energia renováveis, capacidade das centrais de energia, custos e diferentes estratégias de simulação, nomeadamente na gestão de exportações/importações e dos excedentes de energia (CEEP). Os resultados são balanços de energia, resultados anuais de produção, consumo de combustíveis, importações/exportações e total de custos afeto à simulação, igualmente em intervalos de hora em hora [53] [56].

O modelo dispõe de dois tipos principais de otimização: otimização técnica ou otimização económica, escolhida pelo utilizador consoante o tipo de análise pretendida. A primeira tem como objetivo a análise de sistemas energéticos complexos, tanto ao nível regional como nacional, de acordo com um conjunto de estratégias de regulação, tendo como principal critério a diminuição dos excessos de energia produzida e a minimização da utilização de combustíveis fósseis. Para a simulação técnica o modelo requer informação detalhada como [57]:

- O consumo anual total (em TWh);

- A capacidade das unidades de produção (em MW)
- A distribuição horária da produção e consumo total anual, de acordo com os seguintes critérios:
 - A distribuição deve conter 8784 pontos de dados, correspondentes a cada hora (ano bissexto), sendo que os valores devem ser normalizados (entre 0 e 1).
 - A distribuição é inserida como um arquivo de texto e armazenada.
- Capacidade de importação e exportação (parâmetro não considerado neste estudo, uma vez que se trata de uma região isolada).

Como outputs são obtidos balanços energéticos de produção e consumo de energia por fonte e por carga [57].

Ao invés, a otimização económica tem como objetivo minimizar os custos de operação do sistema elétrico. Para tal o modelo realiza uma análise dos mercados internacionais de eletricidade, avaliando os custos praticados a cada hora de acordo com a energia produzida nessa mesma hora. Para calcular os preços de mercado e determinar a resposta do mercado ao balanço horário de importação/exportação, o modelo requer um conjunto de dados económicos referentes à produção de energia de forma a identificar a solução de menor custo e a maximizar as receitas [57].

O projeto em estudo contempla apenas o sector elétrico e dos transportes, seguindo portanto uma otimização técnica.

4.1.1 Aplicações em simulação energética

A ferramenta EnergyPLAN é utilizado em muitas aplicações no âmbito de sistemas energéticos, sendo importante na simulação de um conjunto de estratégias utilizadas em diferentes casos de estudo. Os resultados obtidos permitem adotar novos modelos de sistemas de energia ou otimizar sistemas já existentes, contribuindo para uma maior penetração de energias renováveis. De entre as várias aplicações destacam-se os estudos que visam um sistema 100% renovável, como por exemplo os casos da Macedónia, Dinamarca e Grécia, descritos a seguir.

Na Ref. [58] o EnergyPLAN é utilizado para simular um sistema de energia 100% renovável para a Macedónia. A análise foi distribuída em dois cenários distintos. O primeiro foi projetado para o ano 2030, adotando um sistema com 50% de energia renovável, e o segundo simulou um sistema 100% renovável no ano de 2050. Para tal foram incluídas novas tecnologias, eliminando de forma gradual as atualmente utilizadas na produção de energia, combinando a elevada penetração de FER com sistemas de armazenamento. A simulação é realizada assumindo que se trata de um sistema isolado, ou seja, o consumo total de energia elétrica e aquecimento é suprido pela própria produção, sendo que em certos momentos ocorre excesso crítico de produção. Assumiu-se ainda que 30% da energia produzida em cada hora deve ser proveniente de unidades capazes de contribuir para a estabilização elétrica. Os resultados obtidos demonstram que é possível implementar um sistema 100% renovável na Macedónia, com elevada penetração de energia da biomassa, solar e eólica aliada às diferentes tecnologias de armazenamento, nomeadamente veículos elétricos e bombas de calor de forma a aumentar a penetração de FER e diminuir o excesso de energia.

O modelo foi também utilizado nas Ref. [59] e [60] no sentido de analisar as consequências socio-económicas para o sistema energético dinamarquês com o investimento em tecnologias CAES (*compressed air energy storage*). O estudo concluiu que a implementação de um sistema de armazenamento CAES envolve um elevado risco económico, uma vez que a sua rentabilidade é muito

baixa, dificilmente contribuindo para equilibrar os custos de investimento e operação. Conclui-se ainda que a utilização de bombas de calor, como alternativa, apresenta uma maior rentabilidade. Ainda para os sistemas de armazenamento, na Ref. [61] recorreu-se ao EnergyPLAN para investigar como o armazenamento em larga escala pode ajudar na integração de energias renováveis, tendo como caso de estudo um sistema combinado de energia eólica e um sistema hídrico-reversível para a Irlanda. Para o sistema hídrico foram tidos em conta: custos, operação e ocupação do sistema. Os resultados demonstraram que o sistema de armazenamento pode aumentar a penetração de energia eólica e reduzir os custos de operação.

O EnergyPlan foi ainda utilizado em estudos da eletrificação da frota automóvel. Os VEs *plug-in* contribuem para a flexibilidade do sistema energético com elevada penetração de energia, ao criar uma ligação entre o sistema de energia e o sector dos transportes, possibilitando o armazenamento de energia. Na Ref. [62] foram investigados os efeitos das diferentes estratégias de carregamento de VEs no equilíbrio entre produção e o consumo de energia eólica num sistema futuro de energia na Dinamarca. Os resultados demonstraram que o excesso de energia proveniente da geração eólica pode ser reduzido através dos VEs. No entanto, para o caso da Dinamarca, se todo o potencial eólico for utilizado, conclui-se que seria necessário implementar mecanismos adicionais para reduzir os excessos de produção. Por outro lado, na Ref [63] analisou-se os benefícios da utilização de VEs na diminuição da poluição para o meio ambiente. Realizou-se uma comparação entre o atual sistema de transportes e um possível cenário a implementar, o qual consistia num sistema automóvel eletrificado, abastecido por uma central eólica aliada a um sistema de armazenamento de hidrogénio e uma célula de combustível para estabelecer a relação entre o motor elétrico e produção de energia eólica. A análise incidiu sobretudo na avaliação do consumo atual de combustíveis fósseis e o impacto ambiental associado ao sector dos transportes. Os resultados demonstraram que o sistema de transportes atualmente existente tem maior impacto do que o cenário avaliado.

O modelo foi também utilizado no sector do aquecimento e refrigeração em projetos desenvolvidos num contexto europeu. Na Ref. [64] foi avaliado o impacto da implementação de várias medidas de eficiência energética nos sectores referidos para cinco Estados-Membro: República Checa, Croácia, Itália, Roménia e Reino Unido. Os resultados do estudo concluíram que com um investimento de cerca de 1,1 mil milhões de euros em cada um dos países, entre 2010 e 2050 seria possível economizar combustível suficiente para reduzir os custos dos respetivos sistemas de energia. Em média seria poupado cerca de 15% do custo total dos setores de aquecimento, refrigeração e eletricidade, em cada um dos países. O investimento inicial incide essencialmente na criação de sistemas de *district heating* nas zonas urbanas e bombas de calor nas zonas rurais. As medidas mencionadas de eficiência energética permitiriam que os países reduzissem simultaneamente o consumo de energia, a importação de combustíveis fósseis, as emissões de GEE, principalmente CO₂ e os custos nos sectores de aquecimento arrefecimento e refrigeração.

4.1.2 Aspetos gerais

a. Estabilização da rede:

Para simular a estabilização da rede o EnergyPlan apresenta vários critérios de regulação, que podem ser escolhidas pelo utilizador de acordo com os requisitos do sistema. Estes são requisitos que devem ser cumpridos no sentido de garantir a fiabilidade na operação de um sistema com uma elevada penetração de energias de carácter variável no tempo. Dentro das opções de regulação está incluído o *minimum grid stabilisation production share* que especifica a fração de produção total proveniente de unidades de produção despachável (e.g. grande hídrica) que permitem a sua utilização para a

estabilização da rede. Para a verificação de que o *minimum grid stabilisation production share* é satisfeito em cada hora, o EnergyPLAN calcula o *stability-load*, expresso em percentagem, sendo que, se em algum momento o valor for inferior a 100% o critério de estabilização não é cumprido e isso implica que o modelo não valide o sistema [56].

Para obtenção da fração mínima de estabilização de rede requerida, representada por d_{stab} , o modelo usa a Equação 4.1, onde e_{stab} representa a produção das centrais despacháveis e e_{total} , o total de energia produzida a cada hora do ano, i [65].

$$d_{stab} = \text{MIN} \left\{ \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_1, \dots, \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_i, \dots, \left(\frac{e_{stab}}{e_{total}} \right)_{8784} \right\}$$

Equação 4.1 – Fração de *minimum grid stabilisation production share*

b. Excesso de energia produzida

Quando existe excesso de produção, traduzido pela diferença entre o total produzido pelas centrais e o consumo elétrico, o modelo define uma ordem de utilização. Sempre que existe excesso de produção, a energia é armazenada pelo sistema de bombagem da central hidroelétrica caso exista armazenamento disponível ou utilizada para o carregamento das baterias do VEs. Caso ainda exista energia em excesso o modelo define essa energia em dois termos, EEEP, que traduz a quantidade de energia a ser exportada, e CEEP, que contabiliza o total de energia que não pode ser exportado por não existir interligação [53]. Ao longo deste trabalho tratou-se o CEEP como energia não útil.

c. Carregamento inteligente (VEs)

No modelo EnergyPLAN os VEs são divididos em duas categorias: veículos com carregamento convencional e veículos com carregamento inteligente. Para o primeiro, assume-se que o carregamento dos veículos se baseia apenas nas necessidades e hábitos dos condutores, não incluído qualquer regulação por parte do sistema; sendo assim, a distribuição de consumo para esta categoria representa a ligação dos carros à rede, supondo que todos os veículos estacionados estão disponíveis para carregamento.

No segundo caso o modelo garante que as baterias dos veículos estão carregadas na totalidade antes do desligar da tomada. Por norma as baterias são sempre carregadas quando existe excesso de energia, no entanto em períodos em que isso não sucede o modelo garante que as baterias estão carregadas antes dos períodos de condução, ainda que estes sejam de curta duração.

Através do carregamento inteligente, os VEs podem contribuir para a estabilização da rede devido à elevada flexibilidade e à resposta rápida das necessidades do sistema. O modelo controla o carregamento de forma a atender às necessidades dos condutores ao mesmo tempo que prioriza os veículos que necessitam de estar em mobilidade num período próximo, de forma a evitar uma sobrecarga na rede [66].

Para a simulação de carregamento inteligente no total da frota automóvel, o modelo requer alguns inputs, como a distribuição horária da utilização dos veículos, a qual é fundamental para o cálculo de dois aspetos. No primeiro, tendo em conta a percentagem máxima de veículos que estão em movimento durante a hora de ponta e os veículos que estão disponíveis para carregamento ao mesmo tempo, o modelo define o número de veículos em carregamento a cada hora. No segundo, o modelo determina a descarga da bateria resultante da utilização do veículo [66].

d. Ordem de mérito

É necessário ter em conta de que forma é utilizada a energia produzida a cada instante. Existem três possibilidades de ordem de operação que dizem respeito ao balanço entre a oferta e a procura, que vão determinar a fração de energia que é diretamente consumida pelas cargas, armazenada, ou não utilizada (*curtailed*).

O primeiro caso diz respeito àquele que será o cenário ideal, em que a oferta iguala à procura, e neste caso toda a energia produzida é diretamente consumida, sendo o consumo simples prioritário face ao carregamento dos VEs. No caso da energia produzida ser superior à consumida, o modelo considera que o excesso de energia é armazenado através de bombagem hidroelétrica, caso o depósito esteja abaixo da capacidade máxima. Por outro lado, nos períodos em que a procura é superior à oferta, recorresse-se à turbinagem, sendo esta energia totalmente canalizada para o consumo simples.

4.2 Cenarização

Para o desenvolvimento dos dois cenários estudados foram tidos em conta os parâmetros requeridos pelo modelo, nomeadamente o consumo no sector de eletricidade e no sector dos transportes, armazenamento de energia e medidas que visam assegurar a estabilização da rede. Para além dos parâmetros requeridos pelo programa, foram ainda tidos em conta alguns critérios para a determinação das capacidades a instalar a partir das quais é realizada a simulação e analisadas numa folha de cálculo, seguindo uma ordem de trabalho descrita na Figura 4.1

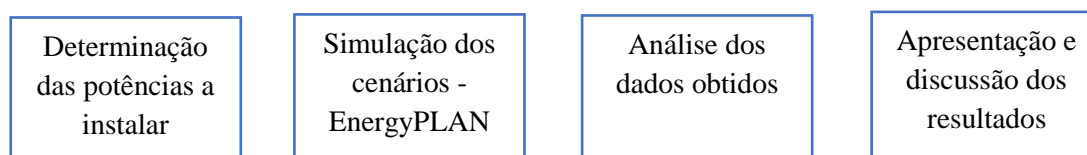


Figura 4.1 - Procedimento para a modelação dos cenários

4.2.1 Modelação e definição dos cenários

O presente estudo divide-se em dois cenários, que têm como objetivo modelar um sistema elétrico 100% constituído por FER. Pretende-se projetar um sistema electroprodutor composto por um parque eólico e um parque solar fotovoltaico acoplados a sistema de armazenamento por hídrica-reversível, parcialmente construído (detalhado na Secção 4.2.5). O sistema renovável poderá substituir a atual central termoelétrica a diesel, suprimindo as necessidades de consumo da ilha. O primeiro cenário irá incidir apenas no sistema elétrico, enquanto que o segundo inclui igualmente a mobilidade automóvel da ilha, pressupondo a sua total eletrificação, esquematizado na Figura 4.2.

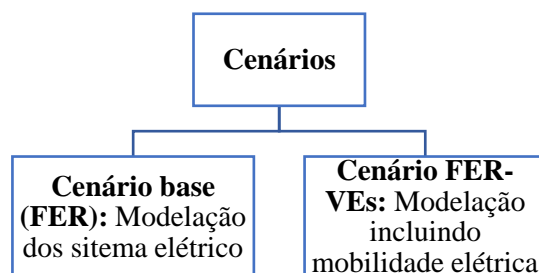


Figura 4.2 - Esquematização dos cenários apresentados

4.2.2 Série de dados

Como já referido na Secção 4.1, o modelo requer as distribuições horárias da produção e consumo correspondentes ao período de um ano bissexto. Desta forma, considerou-se o ano de 2016, ano de referência para o presente caso de estudo. No que diz respeito à produção, as séries de dados correspondem à potência horária extraída a cada hora a partir do recurso renovável.

Para o caso da produção solar fotovoltaica, os dados de potência foram obtidos a partir de modelos de reanálise globais e observações por satélite, tendo como fonte o projeto MERRA-2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications)¹, aos quais se aplicou o modelo GSEE (Global Solar Energy Estimator) de geração de potência [67]. Considerando uma capacidade instalada de 1kWp, obteve-se a seguinte série temporal (Figura 4.3) utilizada para a simulação no modelo.

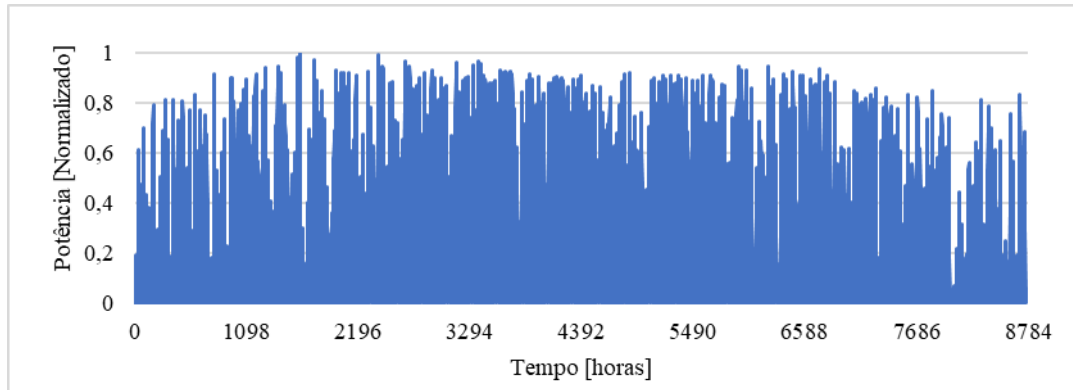


Figura 4.3- Distribuição anual do recurso solar fotovoltaico

A série de dados anual de velocidade do vento, foi disponibilizada pela EDA, cujos valores foram recolhidos na estação de medição localizada no Morro da Fonte a 390 metros de altitude. Uma vez que os dados de velocidade do vento foram recolhidos a uma altura de 55 metros acima do solo, realizou-se a extrapolação dos valores para uma altura de 80 metros, através da Equação 4.2, no sentido de determinar o potencial à altura do aerogerador.

$$V(z) = V_{ref} * \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha}$$

Equação 4.2 - Velocidade do vento em função da altitude

Na expressão $V(z)$ representa a velocidade do vento à altura z , V_{ref} a velocidade medida à altura de referência z_{ref} (altura de medição), e α o coeficiente de rugosidade, cujo valor varia com o tipo de relevo. Para relevos neutros, sem grande presença de obstáculos, como é o caso da zona de Morro da Fonte, considerou-se o valor a que corresponde, de 0,143 [68].

Com a série de dados de velocidade do vento, selecionou-se o modelo de turbina eólica ENERCON-E30, com potência nominal de 300 kW, para o cálculo da potência extraída. Essa seleção teve como referência o parque eólico atualmente instalado na ilha das Flores (ilha mais próxima geograficamente do Corvo e com características meteorológicas semelhantes), sendo este composto por turbinas do modelo referido. A partir da curva de potência da respetiva turbina eólica, Figura 4.4, a qual representa a variação da potência extraída pela turbina em função da velocidade do vento, estimou-se a distribuição horária de geração de potência eólica, utilizada para a simulação Figura 4.5.

¹ Modelo de reanálise da NASA

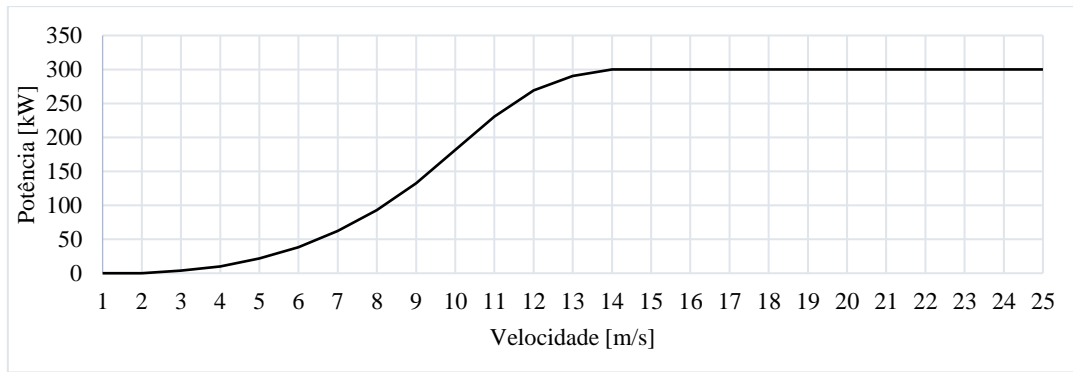


Figura 4.4 - Curva de potência (turbina ENERCON E-30). Adaptado de [69]

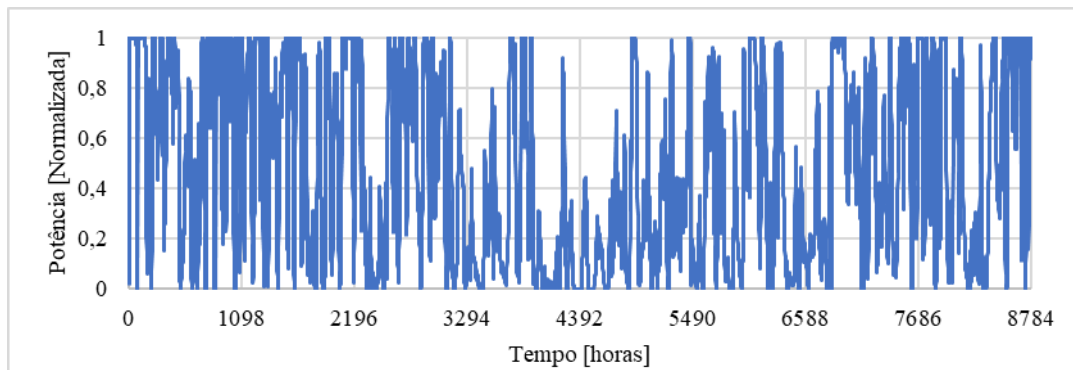


Figura 4.5 - Distribuição anual do recurso eólico

No que diz respeito à série horária de consumo simples, a sua distribuição para o ano de referência está representado na Figura 4.6 [70].

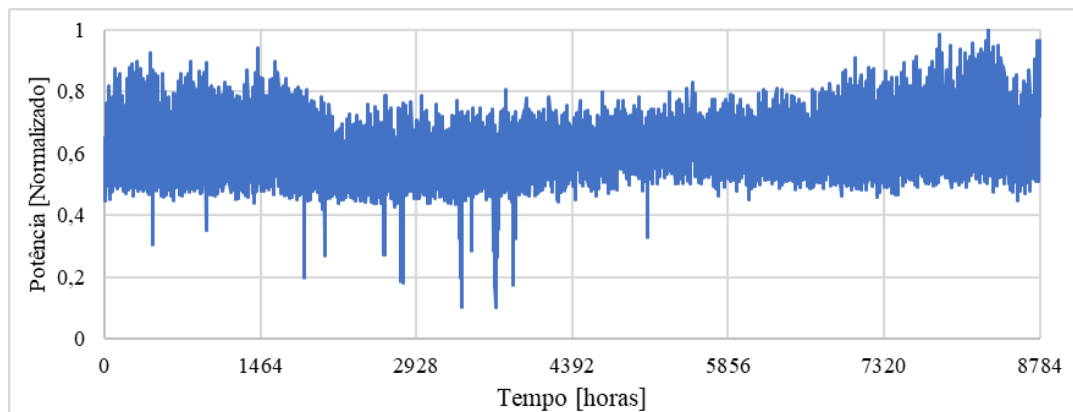


Figura 4.6 - Distribuição anual do consumo elétrico simples

4.2.3 Identificação das capacidades a instalar

Para a identificação das capacidades a inserir no EnergyPLAN, começou-se por modelar o primeiro cenário, onde, a partir das séries de produção e consumo, e tendo em conta a capacidade de armazenamento já instalado na ilha de 19,17 MWh (Secção 4.2.5), foram identificadas no modelo as capacidades requeridas para que o sistema elétrico fosse viável, utilizando apenas cada uma das FER, com o intuito de verificar os extremos exigidos, e, a partir daí, definir pesos distintos a cada uma das fontes. Inicialmente identificou-se a máxima potência exigida, instalando apenas solar PV, uma vez que esta tecnologia tem a vantagem de apresentar uma maior facilidade de instalação e transporte de

equipamentos em regiões de difícil aceso. Em seguida foi forçado o seu decréscimo, enquanto se encontrava a potência necessária de energia eólica para que as necessidades de consumo fossem inteiramente supridas.

Uma vez que utilização no sistema electroprodutor de apenas uma FER, de carácter volátil e não controlável, implicaria maiores desafios, no sentido de garantir a segurança e estabilidade do sistema e assegurar a existência de capacidade de geração elétrica, suficiente para responder às necessidades de consumo a cada hora, os dois cenários referidos são excluídos. Desta forma, os restantes cenários foram avaliados tendo em conta os custos associados à sua instalação (Figura 4.7) e à energia excedente (Figura 4.8). Ambas as figuras caracterizam a tendência evolutiva dos custos e do excesso de energia com a variação das potências instaladas. Verificou-se que quanto maior é a diferença entre a potencia instalada das duas FER, tendencialmente, tanto os excessos de energia como os custos são mais elevados. Assim, optou-se pelo cenário que apresenta um maior equilíbrio entre as duas FER.

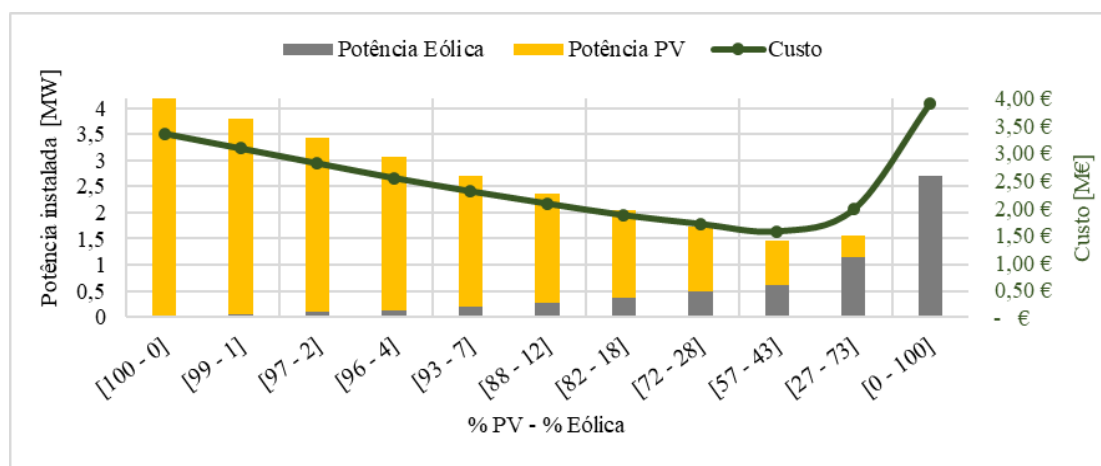


Figura 4.7 - Variação do custo do sistema renovável em função da potência instalada

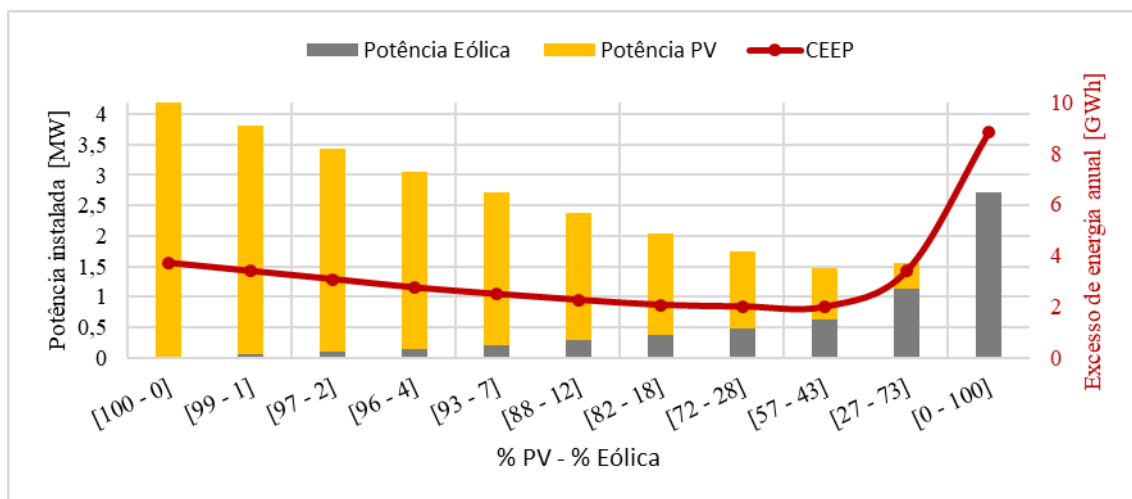


Figura 4.8 - Variação do CEEP em função da potência instalada

Verificou-se que as capacidades mínimas de geração solar-fotovoltaica e eólica, requeridas pelo sistema são de 0,84 MW e 0,62 MW, respetivamente. O presente dimensionamento teve em conta as capacidades mínimas instaladas, no entanto, uma vez que estes valores exatos poderão não ser

praticáveis e neste estudo não são contabilizadas perdas de produção e transmissão na rede, assume-se uma aproximação por excesso para uma instalação real, correspondente a uma potência nominal de 0,85 MW para o parque PV e 0,65 MW para o parque eólico.

Para o cenário FER-VE (modelação do sistema elétrico, incluindo mobilidade elétrica), e partindo das capacidades obtidas no cenário FER, aferiu-se que havia necessidade de aumentar a potência instalada do sistema electroprodutor, uma vez que o consumo aumenta com a introdução de uma nova carga no sistema. Dado que a diferença de potência necessária para o novo sistema é mínima de cerca de 0,1MW, optou-se por aumentar apenas a capacidade de geração fotovoltaica dada a sua modularidade quando comparada com a tecnologia eólica. Assim, considerou-se que as capacidades mínimas de geração solar fotovoltaica e eólica requeridas pelo sistema são de 0,95MW e 0,65MW, respetivamente.

4.2.4 Veículos elétricos

Num sistema electroprodutor totalmente constituído por FER faz todo o sentido a inclusão de VEs, pelas vantagens que traz ao nível ambiental e para a rede elétrica. Se por um lado a substituição dos combustíveis fosseis utilizados no sector dos transportes por eletricidade produzida a partir de FER resulta numa acentuada diminuição das emissões de GEE, por outro as cargas flexíveis e controláveis que os VEs representam, significam vantagens na operação da rede, uma vez que existe a possibilidade de deslocar os consumos dos VEs para as horas de maior produção renovável, e vice-versa. Deste modo o excesso de produção de energia renovável em relação ao consumo pode ser mitigado pelo carregamento dos VEs, aproveitando esses excessos para o carregamento das baterias da frota automóvel.

No EnergyPLAN a distribuição do consumo dos VEs é calculada para um período de 8.784 valores horários. Esta série temporal é usada para calcular o consumo de energia das baterias bem como o seu estado de carga, de forma agregada, em cada hora ao longo do ano, portanto a distribuição de consumo dos VEs da rede corresponde ao período de imobilidade dos veículos.

A série temporal de utilização de veículos na ilha, que é requerida pelo EnergyPLAN de forma adimensional, não existe, pelo que se tentou inferir a mesma a partir do diagrama de consumo de energia elétrica na ilha aplicando algumas condições, nomeadamente: 1) definiu-se que o período de mobilidade estava restrita ao período entre as 6 e as 23h00, considerando que no período restante a frota automóvel estava estacionada; 2) considerou-se que o consumo dos VEs seria complementar ao consumo elétrico simples, i.e., quando os veículos estão em mobilidade significa que os condutores implicam consumo de energia nas suas residências ou nos serviços, e assim calculou-se o inverso desse consumo; 3) uma vez que o carregamento dos VEs não pode comprometer o consumo simples, i.e., as necessidades do consumo simples são prioritárias em relação ao recarregamento das baterias, em cada hora subtraiu-se o consumo residual (*base-load*). Contudo, verificou-se que as condições impostas resultavam numa série que não parecia retratar a distribuição de mobilidade na ilha, uma vez que ao restringir a mobilidade a um determinado período estaria a ser introduzido um erro no modelo, e ao mesmo tempo no período de mobilidade a distribuição não parecia corresponder àquelas que serão as necessidades de mobilidade no quotidiano. Assim, optou-se por utilizar a distribuição dada na Ref. [71], a qual diz respeito à mobilidade de 33 concelhos da região Norte de Portugal, considerada como perfil de referência para o presente caso de estudo, a qual se representa na Figura 4.9.

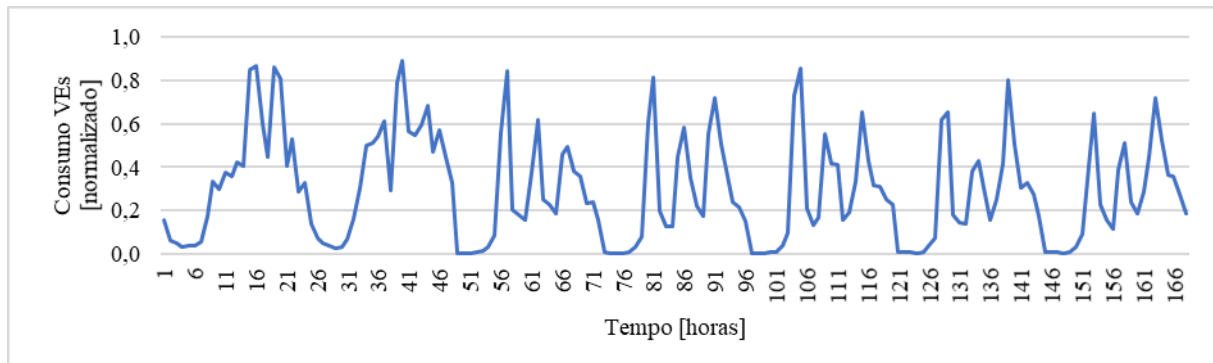


Figura 4.9 - Distribuição representativa do consumo dos VEs

Assumindo que toda frota automóvel será substituída por veículos elétricos, é importante ter em conta parâmetros técnicos requeridos pelo modelo, que modela a frota de forma agregada. Todas os parâmetros técnicos em causa constam na Tabela 4.1, e explicam-se seguidamente.

Tabela 4.1 - Parâmetros técnicos inseridos no EnergyPLAN

Parâmetros técnicos - carregamento inteligente dos veículos elétricos

Consumo anual (carregamento inteligente) [GWh]	0,41
Veículos em circulação durante a hora de ponta [%]	20
Capacidade da rede para carregamento das baterias [kW]	425,5
Veículos a carregar em simultâneo do total de veículos estacionados [%]	70
Eficiência (rede - bateria) [%]	90
Capacidade agregada das baterias [MWh]	1,7

O consumo energético dos veículos elétricos varia entre 0,1 e 0,3 kWh/km [72], pelo que se considerou um valor intermédio de 0,2 kWh/km para efeitos de simulação. Relativamente à percentagem de veículos a circular em simultâneo na ilha, considerou-se um valor máximo de 20%, o que implica que pelo menos 80% da frota automóvel está sempre estacionada [28][73]. Para a ligação à rede elétrica considerou-se que o carregamento das baterias se faz à potência individual de 3,7 kW, correspondente a uma corrente de 16 A numa rede a operar a 230V. Considerou-se que toda frota automóvel dispunha de baterias com uma capacidade média de 15 kWh, com uma eficiência de carga de 90% [74].

Por fim assumiu-se ainda que do total de veículos estacionados, 70% estão ligados à rede, providenciando estabilização da mesma por via do carregamento inteligente.

Este valor obteve-se através de uma sequência de testes preliminares, representados na Figura 4.10, na qual foi testada a viabilidade do sistema, i.e., se os requisitos de estabilização eram cumpridos para todas as horas, para quatro diferentes valores, 40, 50, 60 e 70%. Concluiu-se que a estabilidade da rede elétrica é comprometida em todos os casos exceto no de 70%, dado que em algumas horas do ano o valor de *minimum grid stabilisation production share*, tratado como MGSPS, está abaixo dos 100%, o que significa que a capacidade de produção exigida às centrais despacháveis capazes de fornecer energia para a estabilização da rede elétrica não podia sempre ser obedecida.

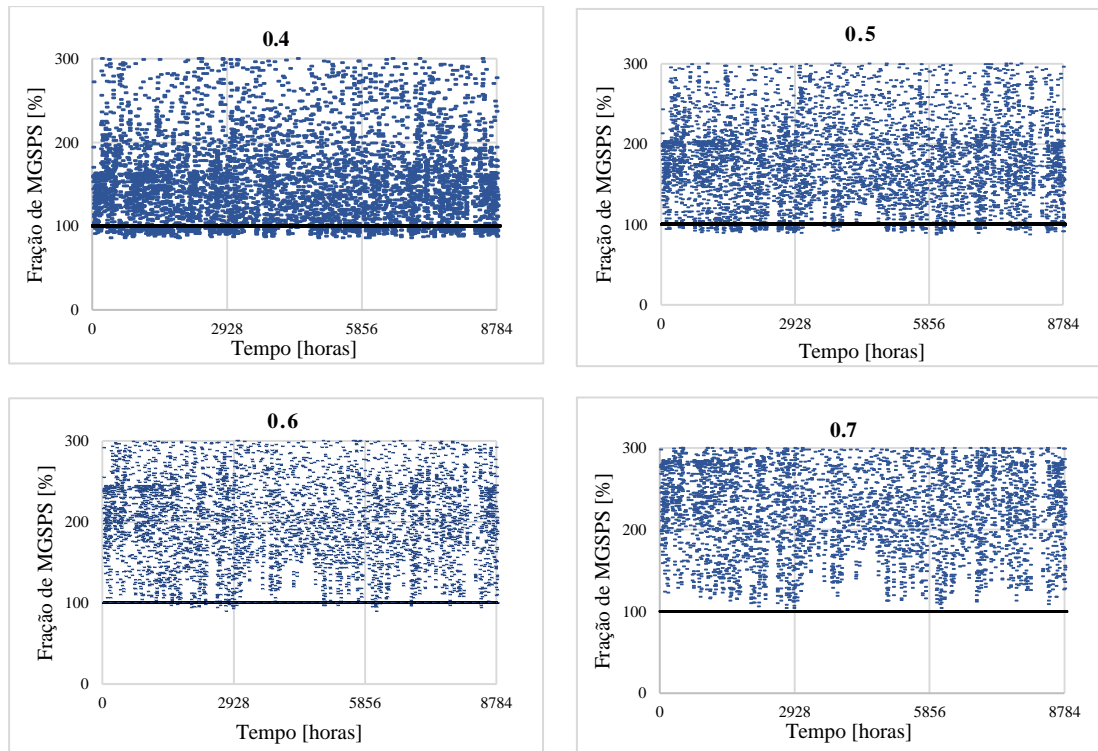


Figura 4.10 - Teste de viabilidade para o sistema

4.2.5 Sistema de armazenamento de energia

Para sistemas elétricos 100% abastecidos por FER é indispensável a agregação de centrais despacháveis que não dependam de parâmetros ambientais e permitam o controlo da produção a cada instante por parte do operador do sistema. As centrais hidroelétricas com armazenamento são uma forma renovável previsível e controlável, devido a elevada disponibilidade e controlabilidade da turbina hidráulica, com um tempo de arranque de poucos segundos[19]. Estas reservas controláveis permitem suavizar as flutuações das restantes renováveis e garantir débito de energia em condições atípicas, como durante picos de consumo ou falhas de outra produção, assegurando o controlo da tensão, frequência e potência injetada na rede [75].

Através de contacto com a Câmara Municipal do Corvo foi possível aferir que, atualmente, já está parcialmente construído no terreno um sistema hídrico-reversível, desenvolvido no âmbito de um projeto de geração de energia proposto pela EDA. O aproveitamento desta infraestrutura representa benefícios económicos consideráveis para o presente projeto. Desta forma, as simulações e cálculos realizados tiveram em conta os componentes do sistema já existente, que são um depósito localizado a uma cota superior, identificado na Figura 4.11, bem como alguma cablagem já instalada. O depósito tem uma capacidade de armazenamento de 21.000 m³ e situa-se a uma cota de aproximadamente 400m.

Com estes dados, através da equação 4.3, obteve-se a capacidade de armazenamento em energia do depósito, de 19,17 MWh, utilizada como input no modelo.

$$E = \eta \rho g V h$$

Equação 4.3 – Energia armazenada pela central hídrica-reversível

Na expressão E representa a capacidade de armazenamento, ρ a densidade da água em kg/m^3 , V o volume do depósito de armazenamento, h a altura de queda útil, g a aceleração da gravidade e η o rendimento do conjunto gerador-bomba, de 87% [75].



Figura 4.11 - Localização do tanque do sistema hídrico-reversível. Adaptado de [76]

O sistema hídrico-reversível, para além da função de armazenar energia a ser utilizada em períodos em que as condições meteorológicas não permitem a produção de energia eólica e fotovoltaica suficiente para suprir o consumo, é ainda utilizado com o propósito de estabilizar a rede elétrica, por via da inércia da turbina. Um *mix* energético totalmente constituído por geração renovável implica uma dificuldade acrescida na regularização da rede. Como estratégia de regularização, o sistema foi dimensionado de forma a que a bomba e a turbina do sistema de armazenamento pudessem funcionar em simultâneo, isto é, quando existe excesso de energia renovável mobiliza-se a central hidroelétrica reversível para criar um consumo fictício, independentemente de a turbina ser requerida em simultâneo com o propósito de estabilização da rede, tornando o sistema mais flexível.

A simulação dos cenários testados neste trabalho teve ainda em conta outras especificações técnicas do sistema de armazenamento, entre as quais as capacidades da bomba e da turbina. Para que a simulação não fosse constrangida por capacidades pré-definidas, consideraram-se valores virtualmente ilimitados, de modo a aferir as capacidades realmente requeridas. Considerou-se ainda uma eficiência da bomba e da turbina de 80% e 90% [77], respetivamente.

Para o dimensionamento técnico-económico do sistema de hidroeletricidade considerou-se que serão instaladas duas bombas e duas turbinas, de forma a que em caso de avaria ou manutenção de um dos equipamentos exista sempre alternativa de operação.

4.2.6 Critérios de estabilização

Dentro das tecnologias de geração de energia utilizadas para a simulação de um sistema electroprodutor no presente estudo, apenas o sistema hídrico-reversível é capaz de contribuir para a estabilização da rede. A flexibilidade e resposta rápida desta tecnologia permite fornecer energia quase instantaneamente em caso de falha de serviço ou alteração de tensão, tornando-se bastante útil particularmente em áreas isoladas. Para a estabilização da rede é requerida potência suficientemente elevada e com disponibilidade imediata de modo a amortecer as oscilações provocadas pelas FER com elevada variabilidade [78].

No EnergyPLAN, a estabilização mínima requerida é definida pelo *minimum grid stabilisation production share*, que pode assumir valores entre os 0 e 100%, valor que no presente estudo define a fração de energia produzida a partir do sistema hídrico a cada hora [79]. Adotou-se um valor de 17%, significando que a cada instante 17% da energia produzida deve ser proveniente do sistema hídrico reversível, valor considerado para os dois cenários. O modelo permite ainda que os veículos elétricos, através do carregamento inteligente, contribuam para a estabilização da rede com uma fração que pode variar entre os 0 e 100%. Deste modo, no cenário FER-VEs foi considerado um valor de 100%, uma vez que se trata de cargas que se aceita apresentarem capacidade para o efeito [80].

4.2.7 Análise económica

A análise dos custos associados ao projeto é um dos pontos essenciais para a determinação da viabilidade económica do novo sistema, validando ou não a sua implementação. Esta análise não foi feita no EnergyPLAN, uma vez que este não apresenta todas as ferramentas de cálculo necessárias para a avaliação económica, mas sim em folha de cálculo financeira.

Foi assim necessário definir uma metodologia de cálculo, que permita a obtenção dos custos associados a cada uma das tecnologias, ao nível de investimentos e custos durante a vida útil, clarificando a exequibilidade de cada um dos cenários. Pretende-se ainda realizar uma comparação dos cenários estudados e com o sistema elétrico atualmente instalado na ilha do Corvo. Considerou-se para cada uma das tecnologias os custos de instalação, C_{inst} , custos de operação e manutenção, $C_{O\&M}$, e por fim o custo normalizado de energia, LCOE (*Levelized Cost of Energy*).

4.2.7.1 Custos de instalação

Os custos de instalação referem-se aos encargos pontuais, custeados uma única vez, para a instalação dos equipamentos necessários ao sistema. Os custos iniciais incluem o custo da compra e instalação do equipamento, ligações à rede, licenciamento, planeamento, e construção de fundações [81]. O custo de instalação, CI , é dado pelo produto da potência instalada de cada uma das tecnologias, P_{inst} , e pelo custo unitário correspondente, C_{kW} , tal como sugere a seguinte equação 4.4:

$$CI = P_{inst} * C_{kW}$$

Equação 4.4 - Custo de instalação

De acordo com a Ref. [82], o custo médio unitário por tecnologia na Europa corresponde a cerca de 900 €/kWp para a tecnologia PV e 1.500 €/kW para a tecnologia eólica. Para o sistema hídrico-reversível, tendo em conta que só existe a necessidade de construir um dos depósitos, o valor é de

cerca de 1000 €/kW [19]. No entanto, para uma ilha com o perfil do Corvo, assumimos que os custos são agravados em 38%, relacionados com a logística da insularidade. Assim, para o presente dimensionamento consideraram-se os custos representados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 - Custo unitário

Custo unitário por tecnologia [€/kW]	
PV	1.242
Eólica	2.118
Hídrica-reversível	1.380

4.2.7.2 Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção ($O\&M_t$) incluem todos os custos para garantir a capacidade produtiva, isto é, para garantir a disponibilidade operacional do sistema. Pode ser através da manutenção preventiva, onde é realizada a verificação do sistema para prevenir anomalias, ou reparação, no caso de avaria de algum componente do sistema [81]. Com base no estudo realizado em [10], considerou-se que para a tecnologia eólica e PV o custo de operação e manutenção representa anualmente 3 e 1%, respetivamente, do custo de instalação, enquanto que para a tecnologia hídrica-reversível o valor considerado foi de 1,5% [19].

4.2.7.3 Custo normalizado de energia

Para a comparação económica de cenários, o indicador mais apropriado é o LCOE, que permite comparar o custo unitário de energia de sistemas de tecnologias distintas, com diferentes tempos úteis de vida, custos de investimento, tempo de retorno e capacidade de produção. O LCOE representa o valor presente da unidade de energia, refletindo o custo total de construção e operação de uma central electroprodutora durante todo o seu tempo de vida útil [82].

Para o respetivo cálculo é necessário ter em conta um conjunto de parâmetros contabilizados para o presente ano t , nomeadamente: o custo de instalação CI_t , custos de operação e manutenção $O\&M_t$ e custo de combustível F_t , sendo que este parâmetro não é aplicável a centrais renováveis, a energia elétrica produzida E_t , a taxa de desconto r e o tempo de vida do sistema n , através da equação 4.5 [82]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CI_t + O\&M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Equação 4.5 - Custo normalizado de energia

Considerou-se para o cálculo do LCOE uma taxa de desconto de $r = 7,5\%$, valor de referência em projetos de energia nos países da OCDE [82], e $t = 20$ anos, período considerado para comparação de tecnologias.

4.2.8 Sumário

A Tabela 4.3 resume os parâmetros mais relevantes considerados para a simulação dos cenários propostos, os quais dizem respeito a consumo, produção, capacidades das centrais renováveis, estabilização da rede e custos.

Tabela 4.3 - Quadro resumo para o cenário base (FER) e cenário FER-VEs

	Cenário FER:	Cenário FER-VEs:
Consumo simples [GWh]	1,38	1,38
Consumo VEs (carregamento inteligente) [GWh]	-	0,41
Potência nominal - Eólica [MW]	0,62	0,62
Potência nominal - PV [MW]	0,84	0,94
Capacidade do sistema de armazenamento [MWh]	19,17	19,17
Fração de estabilização (<i>minimum grid stabilisation production share</i>) [%]	17	17
Fração de estabilização (VEs) [%]	-	100
Custo unitário de instalação [€]:		
• Tecnologia eólica	2118	2118
• Tecnologia PV	1242	1242
• Tecnologia hídrica-reversível	1380	1380
Custos anuais de O&M (% custo instalação) [€]:		
• Tecnologia eólica	3%	3%
• Tecnologia PV	1%	1%
• Tecnologia hídrica-reversível	1,5%	1,5%

5 Apresentação e discussão dos resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos para os dois cenários em estudo. Em primeiro lugar serão analisados todos os balanços obtidos (Secção 5.1.1 e 5.2.1), e em seguida são apresentados diagramas de carga para três semanas distintas, as quais foram selecionadas tendo em conta os diferentes padrões de produção, dadas as variações climáticas (Secções 5.1.2 e 5.2.2), realizado o dimensionamento do sistema de hídrica reversível (Secções 5.1.3 e 5.2.3), e por fim a análise económica de ambos os cenários (Secções 5.1.4 e 5.2.4).

5.1 Cenário base (FER):

No presente cenário, simulou-se um sistema eólico-PV conjugado com o sistema de armazenamento hídrico-reversível capaz de suprir as necessidades de consumo simples do sector elétrico.

5.1.1 Balanço energético

A Tabela 5.1, resume os resultados anuais para o cenário, nomeadamente o consumo de energia elétrica, a produção por tecnologia, o consumo de bombagem, a geração obtida através da turbina hidráulica e a energia não útil. Os resultados obtidos no balanço energético do cenário, demonstram que para contornar as flutuações características das FER, assegurando as necessidades requeridas pelo consumo a cada instante, é necessário sobredimensionar o sistema, de forma a que não existam falhas de fornecimento de energia nas horas em que a disponibilidade do recurso é menor. Esta condição implica que o sistema produza uma elevada quantidade de energia não útil, de 1,98 GWh, valor superior ao consumo total anual.

Tabela 5.1 - Balanço energético para o cenário FER

Resultados anuais [GWh]	
Consumo simples	1,38
Produção eólica	2,56
Produção PV	1,16
Consumo - bomba hidráulica	1,32
Geração - turbina hidráulica	0,95
Energia não útil (CEEP)	1,98

A Figura 5.1 mostra a energia total que é produzida mensalmente, dividida pela produção de cada uma das tecnologias. Essa produção é subdividida entre produção útil e não útil. O primeiro caso diz respeito à produção que é diretamente utilizada para suprir o consumo ou armazenada pelo sistema hídrico-reversível para posterior utilização. O segundo caso representa a energia que do total de energia disponível não foi utilizada para o abastecimento ao consumo e não foi armazenada por falta de capacidade do sistema. É possível aferir que os meses de inverno, onde se regista uma maior ocorrência de vento e consequente aumento da produção eólica, são aqueles que apresentam um maior excedente de energia. O mês de fevereiro foi o que registou valores mais altos de energia não útil. Nesse mês, de um total de energia produzida de 360 MWh, apenas 38,1% dessa energia foi consumida diretamente; por outro lado, o mês de julho, onde se registou uma maior produção PV e um considerável decréscimo na produção eólica, foi o mês em que se verificou o maior aproveitamento direto do total de energia produzida, cerca 60,2% dos 246,3 MWh produzidos.

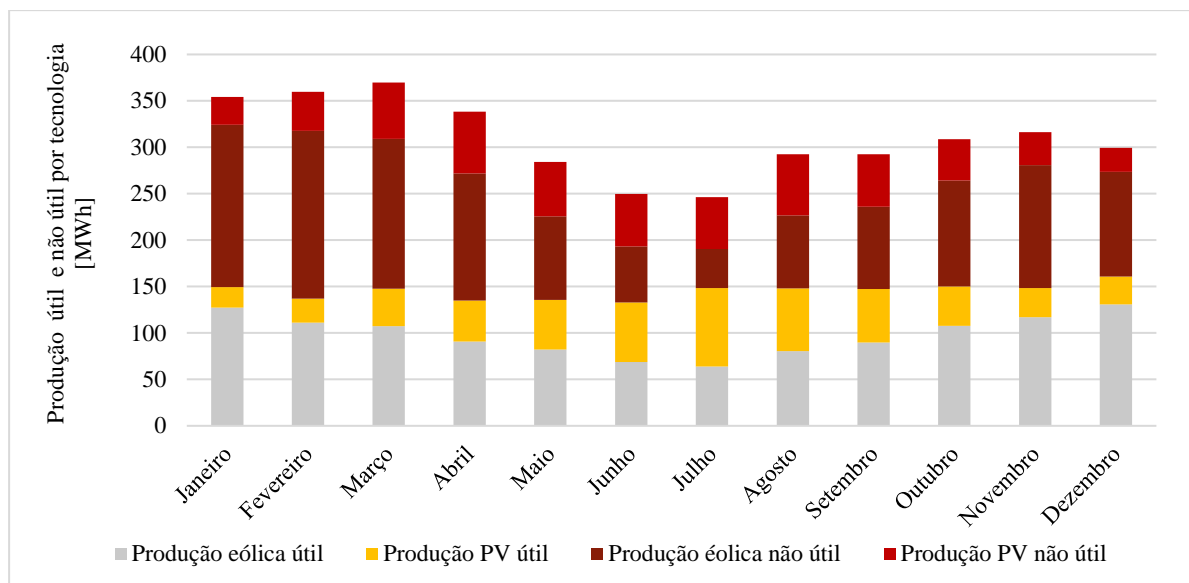


Figura 5.1 - Energia total produzida mensalmente

A Figura 5.2, Figura 5.3 e Figura 5.4 representam as curvas de duração de carga referentes à produção PV, produção eólica e energia armazenada. As presentes curvas mostram o número de horas do ano em que o referente está a uma determinada capacidade ou acima dela, representada em MW e percentagem.

Analisando a Figura 5.2, verifica-se que em metade das horas anuais, a produção de energia solar fotovoltaica é nula, o que é de esperar dada a limitação ao período diário de luz solar. Uma vez que a eficiência dos módulos é medida em condições STC a potência produzida nunca atinge a potência nominal, alcançando apenas no pico 81% da potência instalada do parque.

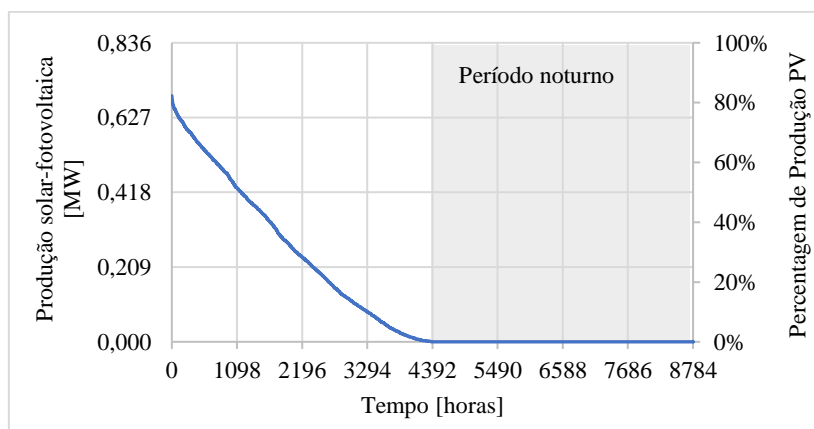


Figura 5.2 - Curva de duração de produção de energia PV

Na Figura 5.3 verifica-se que durante 727 horas não se regista produção de energia eólica, resultante dos limites de velocidade de *cut in* e *cut off*, registo bastante inferior quando comparado com o registo verificado na Figura 5.2, o que determina o predomínio de energia eólica no *mix* energético do sistema. Essa prevalência é ainda realçada pelo fator de capacidade de cada uma das tecnologias (Tabela 5.2).

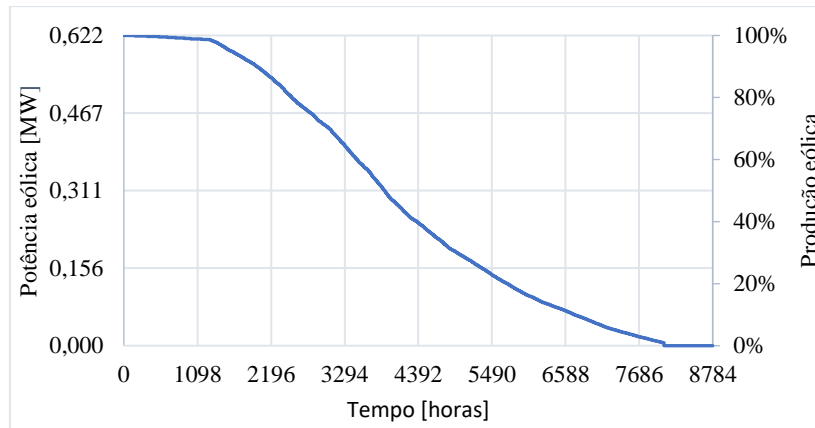


Figura 5.3 - Curva de duração de produção de energia eólica

A Figura 5.4 mostra que o armazenamento no sistema hídrico-reversível num período bastante significativo do ano está acima dos 80%, isto é, acima dos 15,3 MWh, sendo que apenas em cerca de 500 horas a energia armazenada é inferior. A grande necessidade de armazenamento surge pela razão do seu funcionamento como *buffers*, permitindo uma resposta à procura durante períodos por vezes longos onde a geração de energia é inferior à procura.

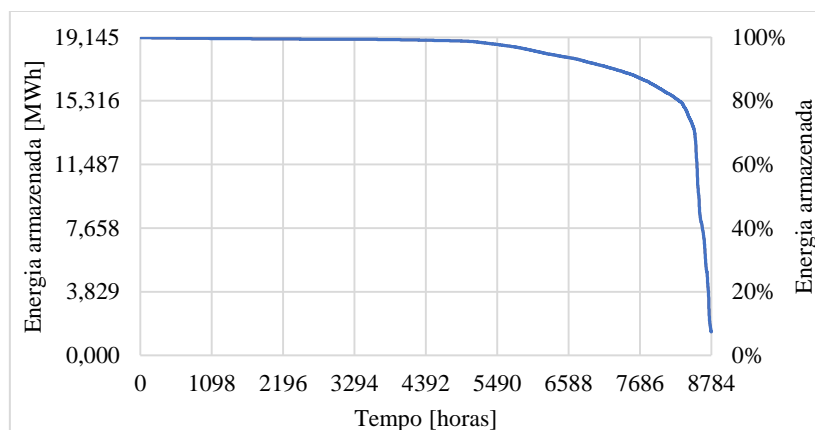


Figura 5.4- Curva de duração de energia armazenada

Consta ainda da Tabela 5.2 o fator de capacidade do sistema global, de 24%, que quando comparado com o do atual sistema em funcionamento na ilha, de 19.6%, cf., secção 3.1.2, representa um aumento, justificado pela tecnologia eólica e a turbina apresentarem um relativamente elevado fator de capacidade.

Tabela 5.2 - Fator de capacidade por tecnologia e do sistema global

Fatores de capacidade	
Sistema global	0,24
Eólica	0,47
PV	0,16
Turbina	0,41
Bomba	0,14

Já na Figura 5.5 mostra-se o *mix* energético do presente cenário, maioritariamente constituído por energia proveniente do parque eólico, produzindo cerca de 0.83 GWh/ano, correspondente a 60,2% da energia consumida. O restante consumo elétrico é assegurado pela energia PV e pelo sistema de armazenamento, com uma distribuição de 23,6% e 15,8%, respetivamente. O sistema de armazenamento é abastecido através da energia que não é usada para suprir o consumo de forma direta, isto é, quando a produção é superior ao consumo. De um total de energia útil produzida, 8,6% da energia eólica e 7,2% da energia PV foram armazenados.

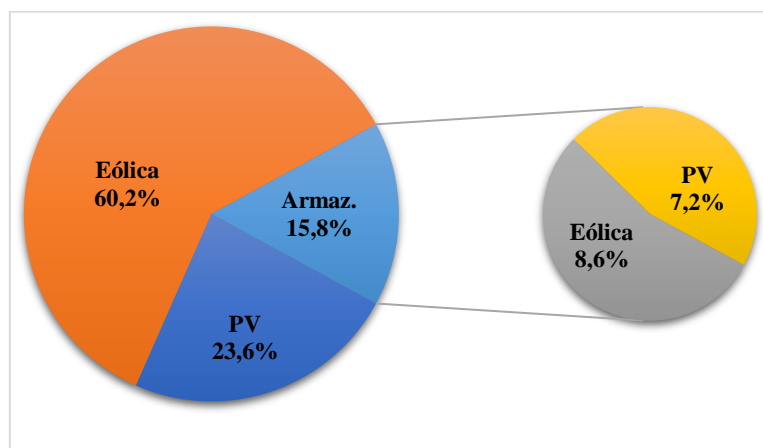


Figura 5.5 - *Mix* energético para o cenário FER

Como já referido, a parcela de energia eólica no *mix* energético é superior, no entanto, quando analisamos os valores percentuais correspondentes à quantidade de energia que é armazenada, verificamos que a percentagem de energia PV está próxima da de energia eólica. Uma vez que a energia PV é apenas produzida durante algumas horas do dia, quando somada à energia que foi produzida pela tecnologia eólica verifica-se um aumento da energia produzida disponível. No intervalo entre as 11 e as 18h é onde se regista o maior *curtailment*, i.e., não aproveitamento de energia, tal como sugere a Figura 5.7, justificado por ser o período de maior produção PV. A percentagem de *curtailment* traduz a quantidade de energia não útil. Isto implica que nesse mesmo intervalo de tempo a oferta de energia seja mais elevada, levando a que exista energia de ambas as tecnologias, disponível para armazenar, representado na Figura 5.6.

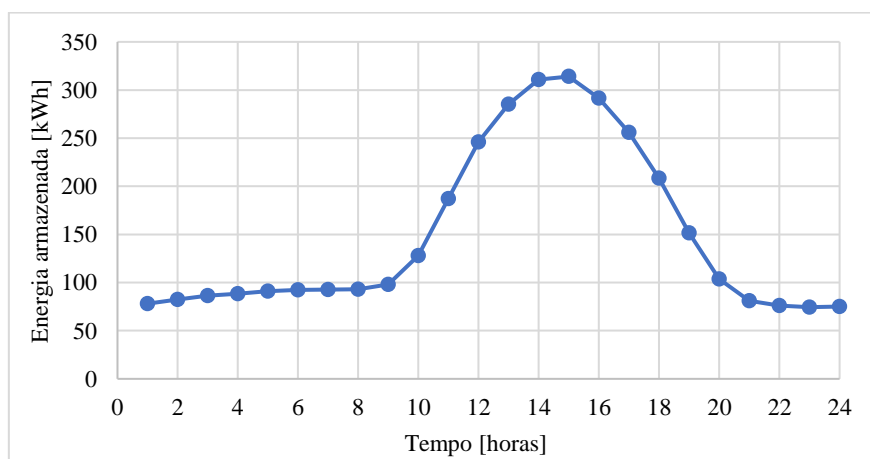


Figura 5.6 - Energia média horária armazenada para o cenário FER

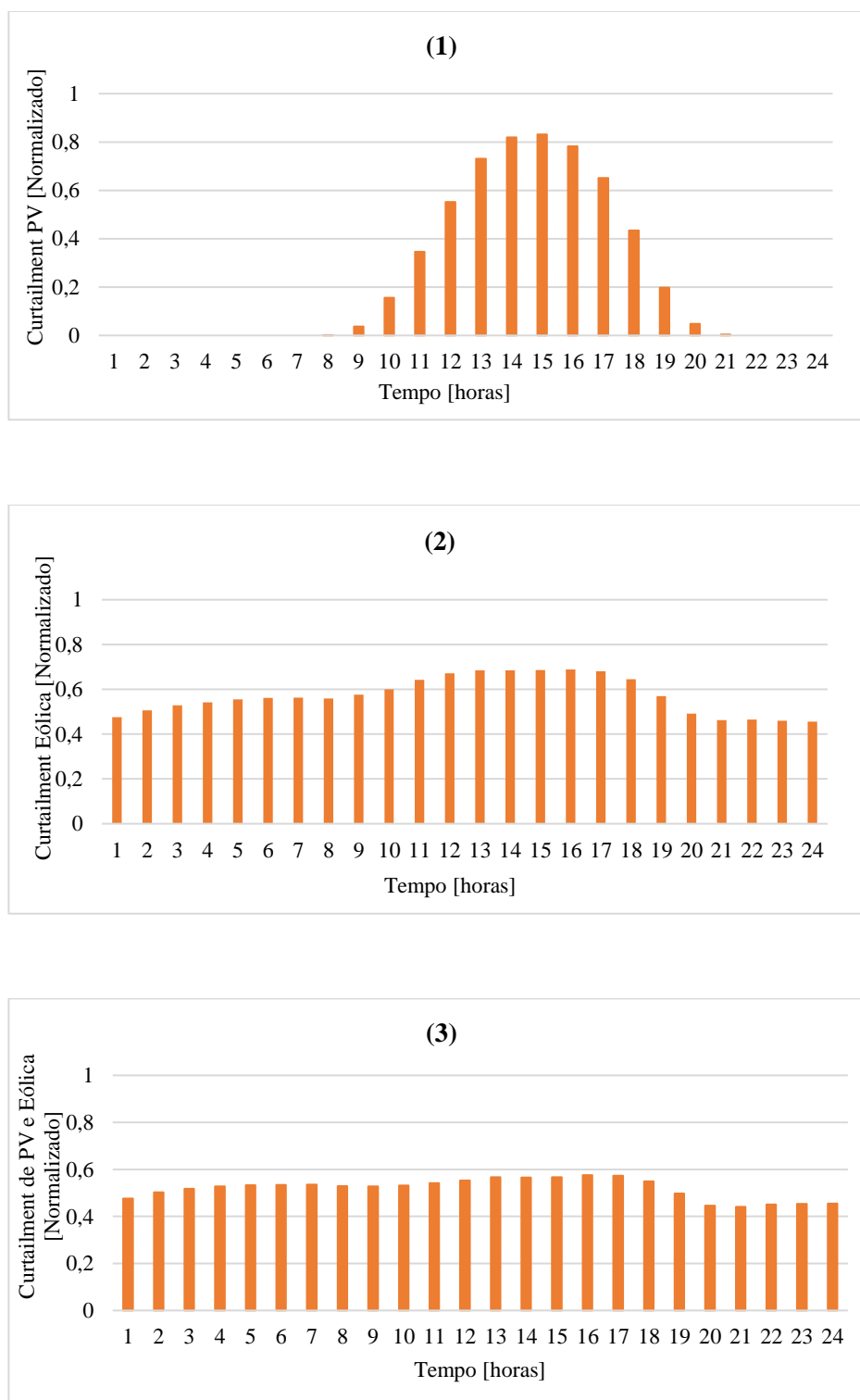


Figura 5.7 – *Curtailment*: (1) tecnologia PV; (2) tecnologia eólica (3) tecnologia combinado

5.1.2 Diagramas de carga

Para a semana exemplificativa do funcionamento do sistema, correspondente ao período de 6 a 12 de outubro, Figura 5.8, verifica-se que no início do período existe uma elevada produção de ambas as tecnologias renováveis, o que implica que o depósito de armazenamento atinga nessa altura a capacidade máxima de armazenamento. Quando o limite é atingido e a produção se mantém acima das necessidades de consumo, o excesso de energia aumenta abruptamente. Note-se que pode existir energia excedente mesmo quando o depósito não se encontra cheio, por razões de estabilização da rede. A partir de meados da semana a produção eólica reduz-se, o que leva a que durante os períodos noturnos seja o sistema hídrico-reversível a suprir as necessidades de consumo. É notório que durante toda a semana os períodos diurnos registam produção de energia não útil, pelo facto de ambas as tecnologias estarem a produzir.

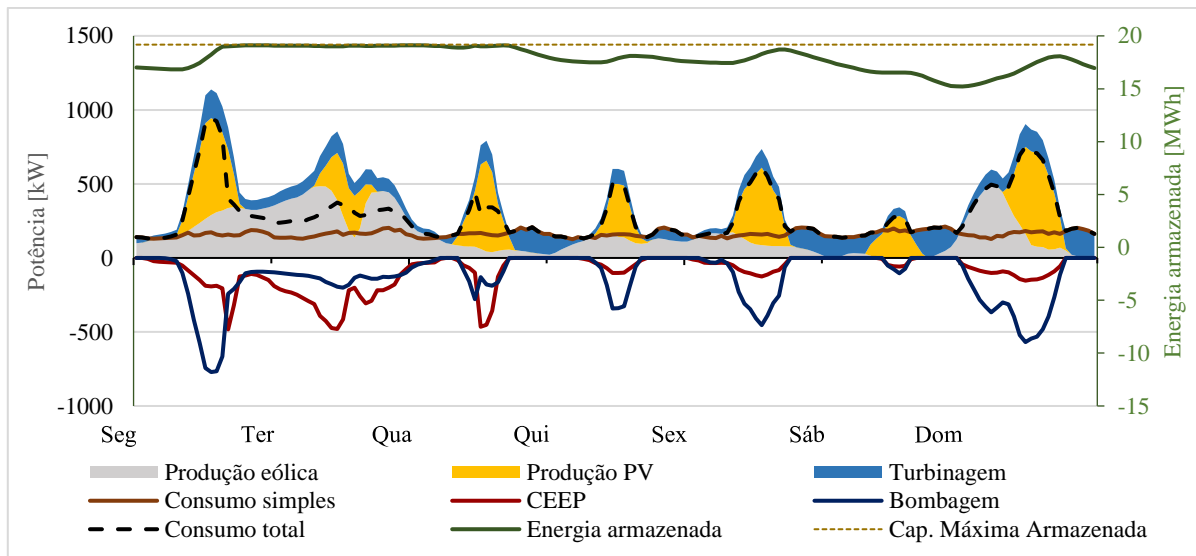


Figura 5.8 - Semana representativa do sistema para o cenário FER

A semana da Figura 5.9 diz respeito ao período de 9 a 15 de dezembro, onde as reservas de energia atingiram os valores mais baixos para o ano de referência, com um mínimo de 1,42 MWh de energia armazenada, registada no domingo dessa semana. À exceção da quarta-feira, verificou-se que a semana registou níveis muito baixos de produção renovável de ambas as fontes, o que resultou numa dependência da energia proveniente do sistema de armazenamento. A escassez de FER, resultou, como seria de esperar, numa redução da energia não útil. Essa semana ilustra de forma clara a necessidade de sobredimensionar o sistema electroprodutor, uma vez que nessa semana a energia produzida não foi suficiente para colmatar as necessidades de consumo, em termos agregados.

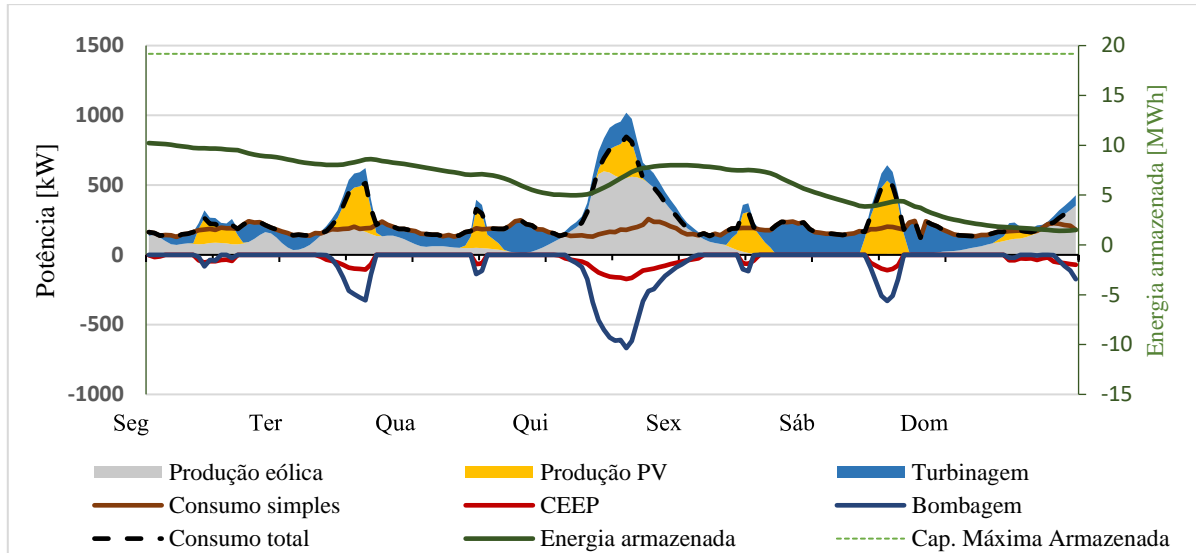


Figura 5.9 - Semana representativa dos valores mínimos de reserva para o cenário FER

Por outro lado, a semana representada na Figura 5.10, correspondente ao período de 11 a 17 de janeiro, diz respeito à semana onde se verificaram os registos mais elevados de produção renovável, com valores de produção muito acima das necessidades de consumo da ilha. Os “planaltos eólicos” registados nessa semana justificam-se pelo número de horas consecutivas em que a energia eólica é produzida à potência nominal. Estes registos de produção levaram a que o depósito de armazenamento estivesse à capacidade máxima durante grande parte da semana. Dada a diferença entre a produção e o consumo, inevitavelmente os valores de potência de excesso de produção assumiram valores bastante elevados.

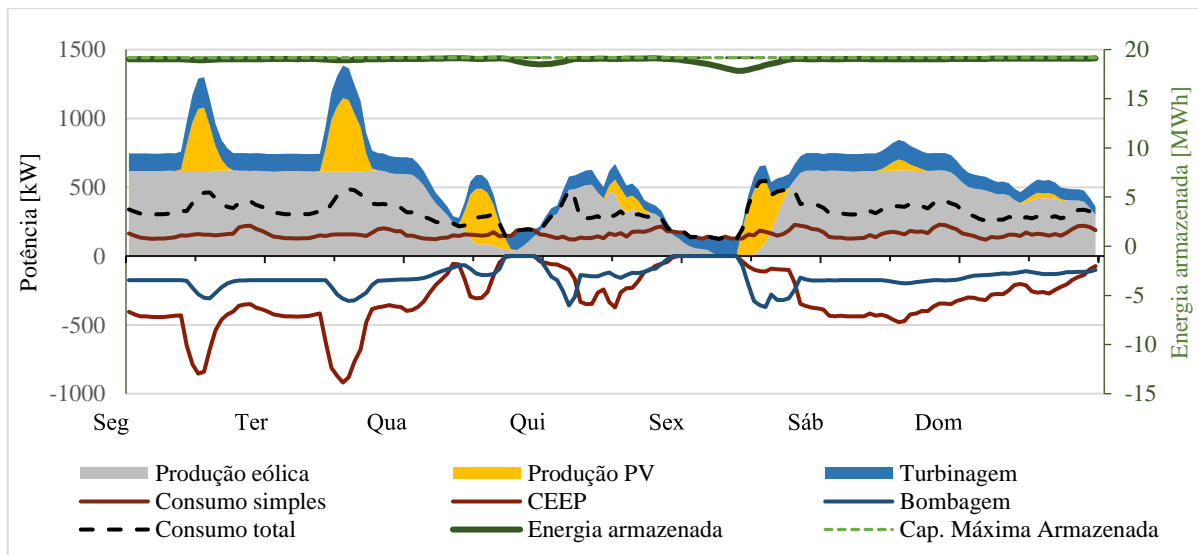


Figura 5.10 - Semana onde se regista uma maior produção renovável para o cenário FER

Denote-se que em todos os diagramas de carga ilustrados está representada na utilização do sistema de armazenamento a carga de bombagem, de forma a criar rampas para absorver o excesso de produção no sistema elétrico. No entanto, a partir da análise dos diagramas de carga verifica-se que existe ainda uma quantidade significativa de energia excedente desperdiçada, essencialmente de geração eólica.

5.1.3 Dimensionamento do sistema hidráulico

Dada a elevada variabilidade das FER, o sistema de armazenamento é fundamental para garantir que não existem colapsos no fornecimento de energia mesmo numa situação atípica, em que as duas FER apresentem durante um período prolongado condições pouco favoráveis para a produção de energia.

Tendo em conta os resultados obtidos de bombagem e turbinagem para o presente cenário, apurou-se qual a máxima potência requerida, correspondendo à capacidade da bomba e turbina a instalar, cujos resultados obtidos estão indicados na Tabela 5.3. Como já mencionado na secção 4.2.5, serão instaladas duas bombas e duas turbinas, perfazendo uma potência total instalada de 2.212 kW para o conjunto de bombas e 532 kW para as turbinas.

Verificou-se que o sistema hídrico-reversível apresenta um fator de capacidade relativamente alto de 41%. Este resultado advém da bombagem, que obriga a turbina hidráulica a funcionar num grande número de horas por motivo de estabilização. Conclui-se ainda que na ausência de produção de energia o sistema permite armazenar energia para cerca de 5,1 dias.

Tabela 5.3 - Potência unitária do conjunto bomba-turbina para o cenário FER

Potência unitária [kW]	
Bomba [kW]	1.106
Turbina [kW]	266

5.1.4 Análise económica

Os resultados no ponto de vista económico, separados por tecnologia e para o sistema combinado, foram obtidos através das equações apresentadas na Secção 4.2.7, pelas quais se calculou o custo de instalação, os custos de operação e manutenção, e também o custo normalizado de energia inerentes ao presente cenário.

Estão resumidos na Tabela 5.4 os custos de instalação do projeto, sendo que para o sistema combinado alcançam os 3,1 milhões de euros, resultantes dos custos de instalação dos parques eólico e solar-fotovoltaico, bem como da construção de um dos depósitos do sistema de armazenamento. É ainda mencionado o total de energia útil produzida para o período de análise, 20 anos, de cerca de 54 GWh, e os custos fixos de operação e manutenção que rondam o valor de 1,2 milhões de euros. A partir destes valores e dos já mencionados na secção 4.2.7, obtiveram-se os custos normalizados de energia.

Os valores obtidos indicam que o custo de geração de energia eólica é de 9,1 c€/kWh, valor inferior quando comparado ao custo de produção de energia PV de 10,6 c€/kWh. No que diz respeito ao sistema de armazenamento, o valor é de 5 c€/kWh. Por fim, para o sistema combinado o resultado obtido foi de 10,3 c€/kWh. Verificou-se ainda que para o tempo de vida útil do sistema a implementação do presente cenário representa uma poupança de 3 milhões de euros, tal como mostra a Figura 5.11.

Tabela 5.4 – Custos envolvidos, considerados no cálculo do LCOE para o cenário FER

	Tecnologia eólica	Tecnologia PV	Tecnologia de armazenamento	Sistema Global
Custo de instalação	1,38 M€	1,04 M€	734 k€	3,1 M€
Custo fixo de operação e manutenção	790,5 k€	207,7 k€	220 k€	1,2 M€
Energia elétrica produzida [GW h]	23,2	11,8	19	54
Custos evitados				3 M€

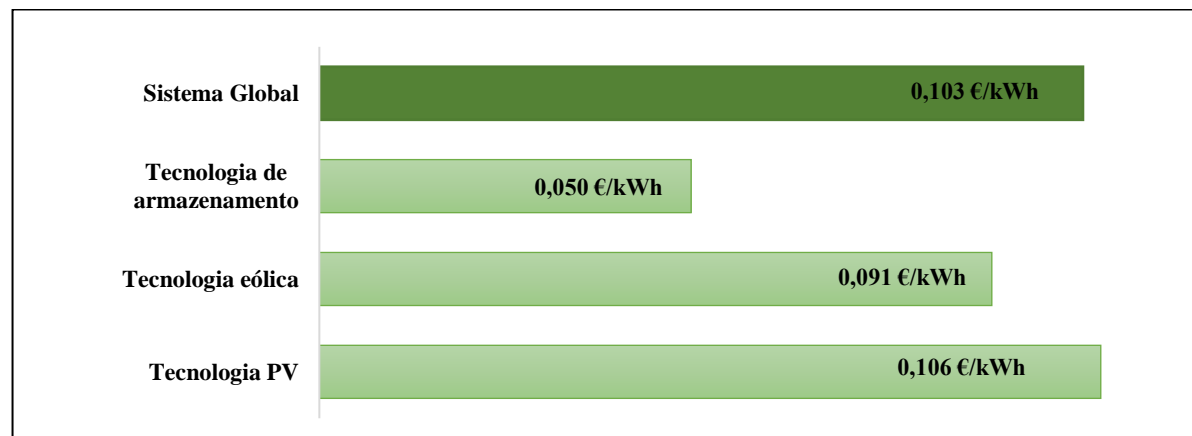


Figura 5.11 - LCOE por tecnologia e para o sistema combinado

5.2 Cenário FER-VEs

O presente cenário, corresponde ao cenário FER complementado com mobilidade elétrica, onde se pretende que o sistema renovável-reversível, para além de abastecer as necessidades de consumo simples de eletricidade, supra ainda as necessidades da frota automóvel, considerada elétrica.

5.2.1 Balanço energético

A Tabela 5.5, apresenta os resultados anuais para o cenário, nomeadamente, o consumo de energia elétrica, a produção por tecnologia, o consumo da bomba hidráulica, a geração proveniente da turbina hidráulica, a energia não útil e a nova carga referente aos veículos elétricos. Verificou-se um aumento da produção de energia fotovoltaica face ao cenário FER, pois, uma vez que a carga dos veículos elétricos ocorre à medida das necessidades de utilização, houve a necessidade de aumentar a potência instalada, gerando um aumento da energia disponível, o que consequentemente levou a que a energia não útil sofresse um ligeiro acréscimo, para o valor de 2GWh/ano.

Os resultados indicam ainda que a inclusão de veículos elétricos no sistema faz diminuir o consumo por bombagem elétrica por via do aumento da procura de eletricidade nos momentos em que ela se encontra a ser gerada, levando a um aumento do período em que a energia produzida a partir das centrais renováveis é na totalidade consumida pelas cargas convencionais.

Por outro lado, os veículos elétricos contribuem para a estabilização da rede, pelo que a turbinagem para esse efeito também se reduz e, acrescidamente, as necessidades de estabilização neste cenário também se reduzem porque a bombagem hídrica, que na prática é uma carga, funciona menos.

Tabela 5.5 - Resultados anuais da análise económica obtidas para o cenário FER-VEs

Resultados anuais [GWh]	
Consumo simples	1,38
Produção eólica	2,56
Produção PV	1,3
Consumo - bomba hidráulica	0,29
Geração - turbina hidráulica	0,21
Energia não útil (CEEP)	2
Consumo VEs	0,41

A Figura 5.12 representa a produção mensal total, subdividida pela produção útil e não útil de cada uma das tecnologias. À semelhança do que acontece no cenário FER, é notório que a produção de energia assume valores mais elevados durante os meses de inverno, o que leva a que a produção não útil seja mais significativa nestes meses. Numa visão global, verifica-se que o aumento da potência instalada da central PV leva a um aumento da produção de energia e inevitavelmente a um aumento da potência em excesso. O mês onde se registou os valores mais elevados de energia não útil, tal como no cenário FER, foi o mês de fevereiro, verificando-se um ligeiro decréscimo nesse valor, de 0.1%, para 61,8%. O mesmo se verificou para o mês de julho, onde existe menos excesso de produção, sendo que o decréscimo de energia desperdiçada quando comparado com o cenário anterior é de 2,3%, caindo assim para 37,5%.

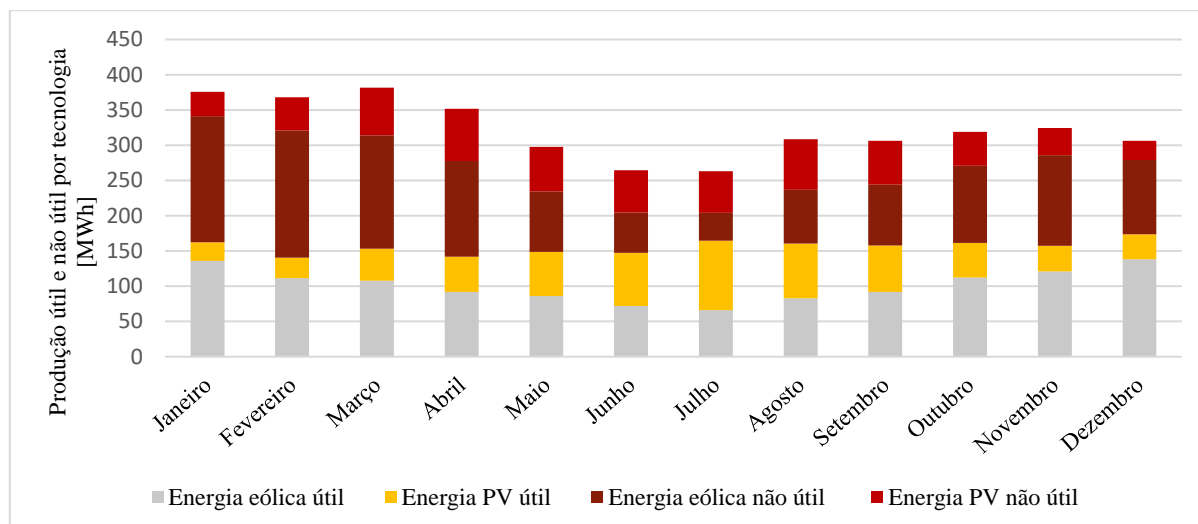
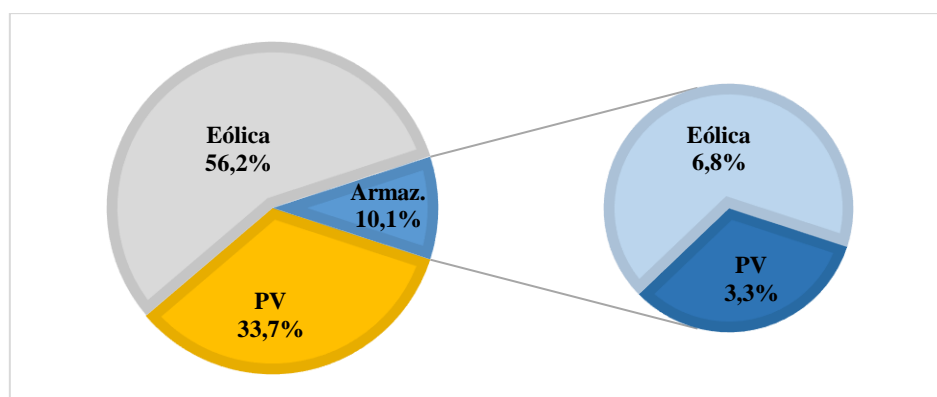


Figura 5.12 - Produção total de energia por tipo de tecnologia

Como retratado na Figura 5.2 e Figura 5.3, o tempo de operação de produção de energia eólica é significativamente maior ao de energia PV, o que define o maior contributo da energia eólica no *mix* energético do sistema, representado na Figura 5.13. O presente *mix* energético é composto por 56,2% de energia eólica, o que corresponde a cerca de 0,78 GWh anuais de energia consumida. O restante consumo elétrico é assegurado pela energia PV e pelo sistema de armazenamento com uma distribuição, de 33,7% e 10,1%, respetivamente. De um total de energia útil produzida, 6,8% da energia eólica e 3,3% da energia PV foram armazenados. Face ao cenário anterior verifica-se um aumento da energia útil PV utilizada diretamente para suprir as necessidades de consumo, enquanto que se verifica a diminuição da parcela de energia armazenada.

Figura 5.13 - *Mix* energético do sistema obtido para o cenário FER-VEs

O perfil diário médio de carregamento dos veículos elétricos está representado na Figura 5.14. Verifica-se que o carregamento dos veículos é essencialmente realizado durante o dia, que, apesar de ser o período onde está maioritariamente concentrado o consumo simples de energia é também o período de maior produção de energia. É clara a adaptação dos períodos de carregamento aos hábitos dos condutores, onde os picos de carregamento correspondem às horas de menor mobilidade, isto é, períodos em que os condutores estão a trabalhar ou em casa, e as pontas e picos os períodos de deslocação, entre eles a hora de almoço e a hora de regresso a casa.

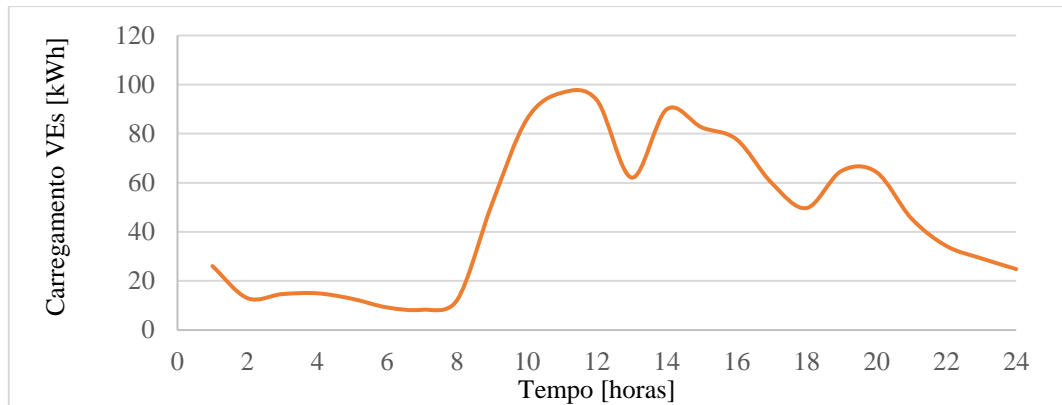


Figura 5.14 - Perfil médio de carregamento dos veículos elétricos presentes no sistema

Uma vez que o pico de carregamento dos VEs ocorre no período entre as 9 e as 12h, verifica-se que a quantidade de energia armazenada nesse intervalo é inferior quando comparado com o período homólogo do cenário FER. No global a energia disponível para armazenar a cada hora decresce de forma significativa, representado na Figura 5.15. Por exemplo, a energia que é armazenada entre as 13 e 14h (período em que se regista uma maior quantidade de energia armazenada) é na ordem de 125 kWh, menos de metade do registado no cenário FER com um valor de 315 kWh.

O mesmo se pode verificar na fração de *curtailment*, representada na Figura 5.16. O valor máximo de *curtailment* de energia PV atinge cerca de 30%, diminuição bastante significativa quando comparada com os mais de 80% registados no primeiro cenário. A percentagem de *curtailment* de energia eólica apresenta um decréscimo no período entre as 10 e as 18h, comportamento inverso àquele que foi registado no cenário anterior, consequência do carregamento dos veículos elétricos se concentrar principalmente nesse período.

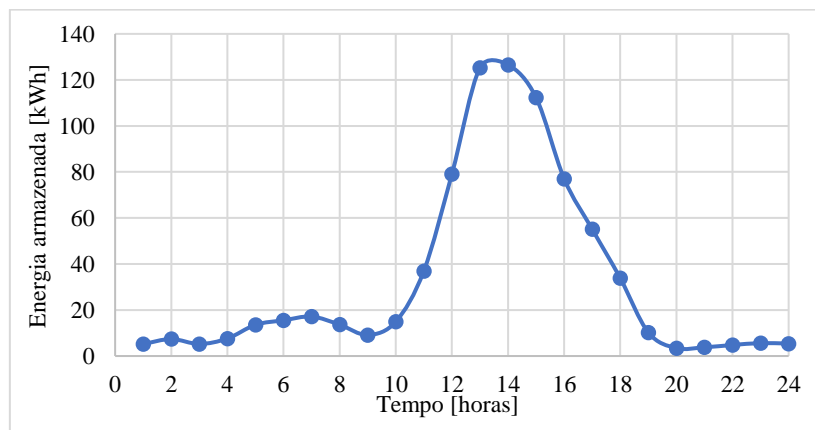


Figura 5.15 – Energia média disponível para armazenamento no cenário FER-VEs

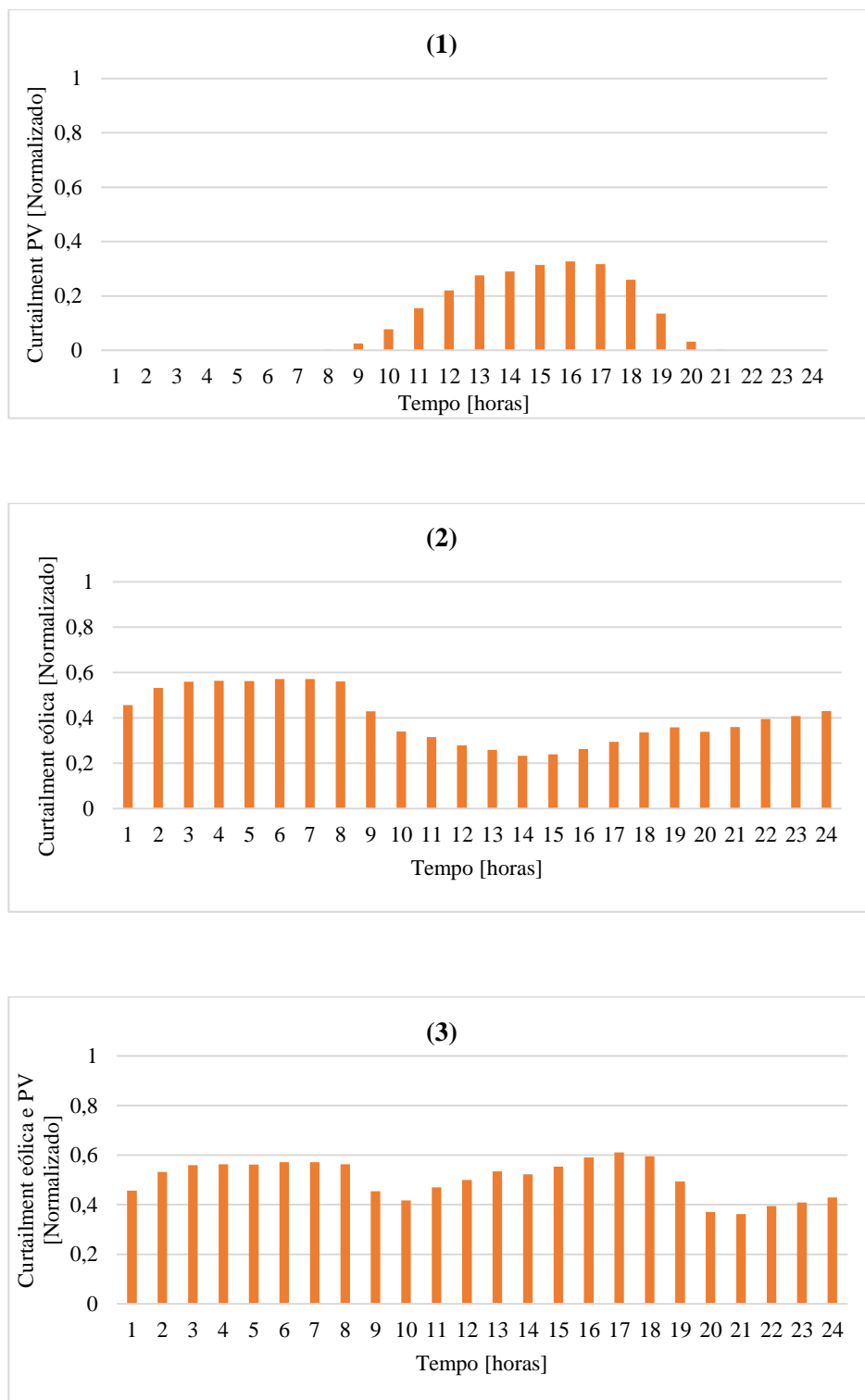


Figura 5.16 - *Curtailment*: (1) tecnologia eólica; (2) tecnologia PV; (3) tecnologia combinada

Para o presente cenário verificou-se a diminuição da utilização do sistema hídrico, o que levou à igual diminuição do fator de capacidade do sistema global (Tabela 5.6).

Tabela 5.6 - Fatores de capacidade no cenário FER-VEs

Fatores de capacidade	
Sistema global	0,17
Eólica	0,47
PV	0,16
Turbina	0,07
Bomba	0,03

5.2.2 Diagramas de carga

Para a semana representada na Figura 5.17, homóloga à da na Figura 5.8, verificou-se um aumento da potência excedente, devido ao aumento da potência instalada; esse efeito teve maior impacto nos primeiros três dias da semana, uma vez que as condições climáticas permitiram uma elevada produção de energia. Na quinta, sexta e sábado verificou-se nulidade da potência em excesso, ao contrário do que se verificou no período representado na Figura 5.8, uma vez que o consumo dos veículos elétricos absorveu essa mesma energia.

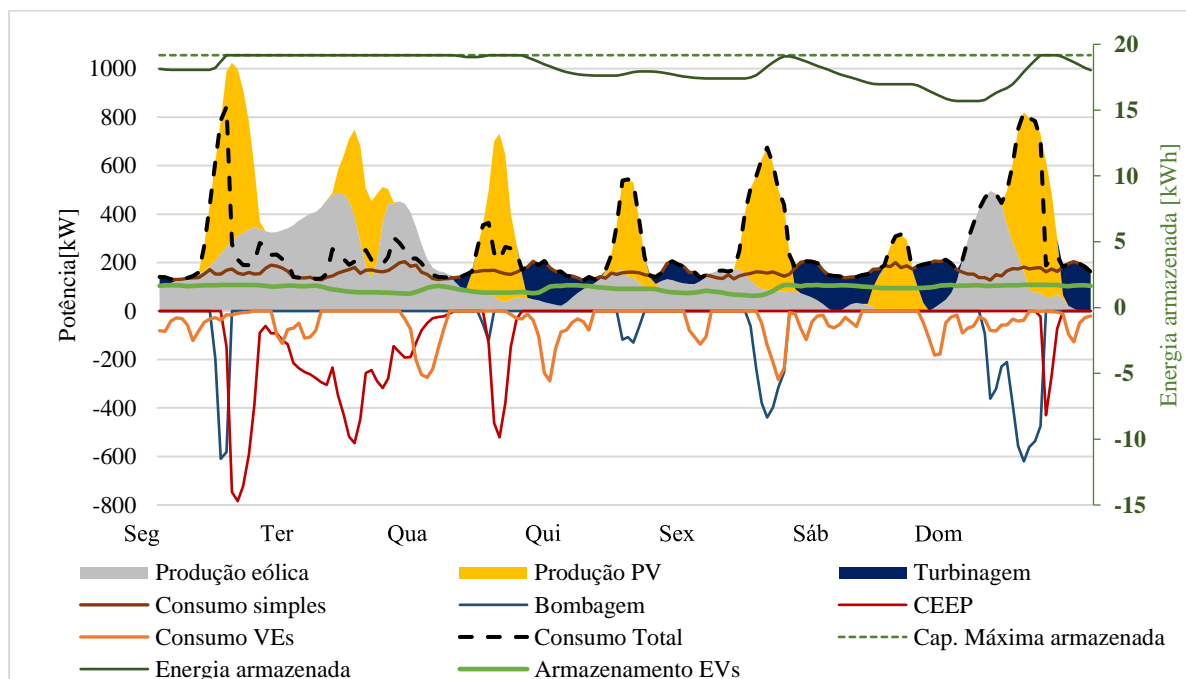


Figura 5.17 - Semana representativa do sistema no cenário FER-VEs

A Figura 5.18 mostra a semana onde se verificaram os valores mais baixos de energia armazenada com um mínimo de 0,011MWh, valor praticamente nulo. Dado as reservas assumirem valores tão baixos, resultante da diminuição de produção e da nova carga, toda a produção foi absorvida pela bomba hidroelétrica e pelo carregamento dos veículos elétricos, sendo que não houve qualquer desperdício de energia durante a semana.

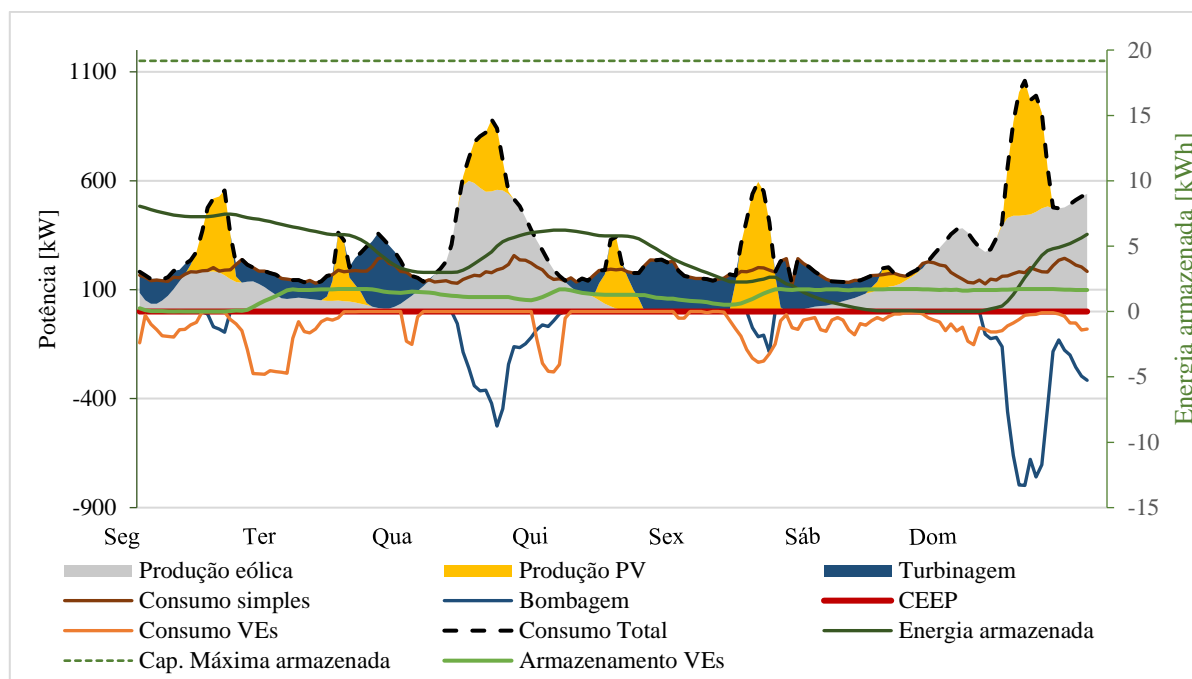


Figura 5.18 - Semana representativa para valores mínimos de reserva no cenário FER-VEs

Por outro lado, a semana típica representada na Figura 5.19 diz respeito à semana onde se verificaram os registos mais elevados de produção renovável, com valores de produção muito acima das necessidades. Estes registos de produção levaram a que o depósito de armazenamento estivesse à capacidade máxima durante grande parte da semana. Verificou-se ainda que em mais de metade da semana a central eólica esteve a produzir à potência nominal, o que justifica os valores de produção.

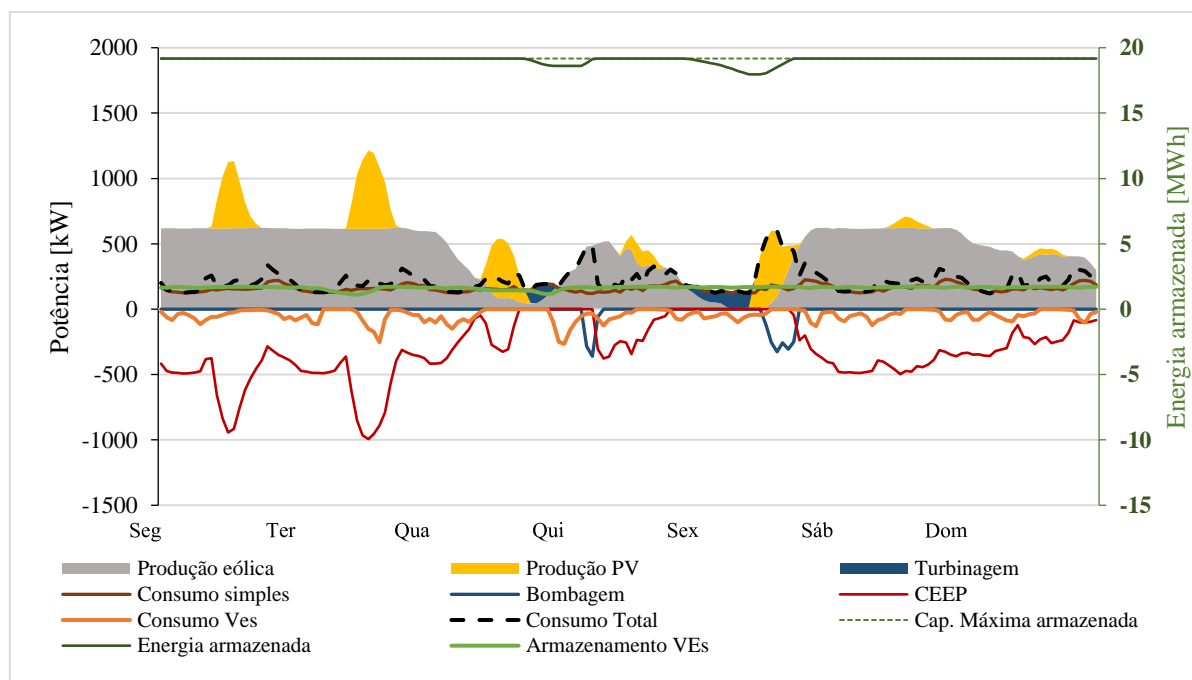


Figura 5.19 - Semana onde se regista uma maior produção renovável para o cenário FER-VEs

Apesar do valor total anual de energia não útil ser ligeiramente superior no presente cenário, numa análise mais detalhada verificou-se que os diagramas de carga do mesmo cenário, em particular o da Figura 5.18, na qual a produção de energia é ajustada ao consumo, demonstram que os veículos elétricos complementam o sistema, uma vez que o carregamento das baterias pode ser feito quando for mais conveniente para o operador do sistema elétrico, auxiliando em parte o sistema hídrico de armazenamento, originando assim maior capacidade para efetuar o *demand side management*.

5.2.3 Dimensionamento hidráulico

À semelhança do cenário FER foram obtidas as potências correspondentes à bomba e turbina para o presente cenário, representadas na Tabela 5.7: o conjunto de bombas terá uma potência instalada de 2.176 kW e o conjunto de turbinas uma potência de 686 kW.

Tabela 5.7 – Potências unitárias requeridas para o conjunto bomba / turbina para o cenário FER-VEs

Potência unitária [kW]	
Bomba	1.088
Turbina	343

Para o presente cenário, dado que o consumo aumenta, resultado do consumo extra dos VEs, o sistema hídrico-reversível apresenta uma menor utilização em relação ao cenário FER com um fator de capacidade de geração de energia de apenas 7%. No que diz respeito à autonomia do sistema de armazenamento no abastecimento do consumo em situações de ausência prolongada de sol e vento, verificou-se igualmente uma redução para cerca de 3,9 dias.

5.2.4 Análise económica

Os resultados do ponto de vista económico estão representados na Tabela 5.8, obtidos através das equações descritas na Secção 4.2.5, pelas quais se calculou o custo de instalação, os custos de operação e manutenção e também o LCOE inerentes ao presente cenário. Para a tecnologia eólica, uma vez que a potência instalada permaneceu inalterada em relação ao cenário FER os resultados não sofreram alterações, mantendo um valor para o LCOE de 9,1 c€/kWh. No que diz respeito à tecnologia solar-fotovoltaica, ocorreu um ligeiro decréscimo face ao cenário FER, passando para o valor de 10 c€/kWh.

Assim, a maior diferença ocorre no LCOE do sistema hídrico-reversível, por duas razões: (1) a sua utilização diminui pelas razões já mencionadas na Secção 5.2.1, i.e., porque existe mais energia a ser diretamente consumida e as necessidades de regulação diminuem; (2) o custo do sistema, apesar de menos utilizado, sobe, porque no cenário com carros elétricos em determinados momentos dentro de períodos em que existe ausência prolongada de recurso solar e eólico a carga, que é superior, tem de ser igualmente suprida. Estas condicionantes fazem subir o custo normalizado da energia para os 29,3 c€/kWh, gerando um aumento do custo global para os 12,4 c€/kWh. Relativamente aos custos evitados, o presente cenário permite poupanças na ordem dos 1,4 milhões de euros.

Tabela 5.8 - Dados para avaliação económica do cenário FER-VEs

	Tecnologia eólica	Tecnologia PV	Tecnologia de armazenamento	Sistema Global
Custo de instalação	1,32 M€	1,16 M€	946 k€	3,4 M€
Custo de operação e manutenção	790,4 k€	232,5 k€	284 k€	1,31 M€
Energia elétrica produzida [GWh]	23,2	14	4,2	41,4
Custos evitados				1,4 M€

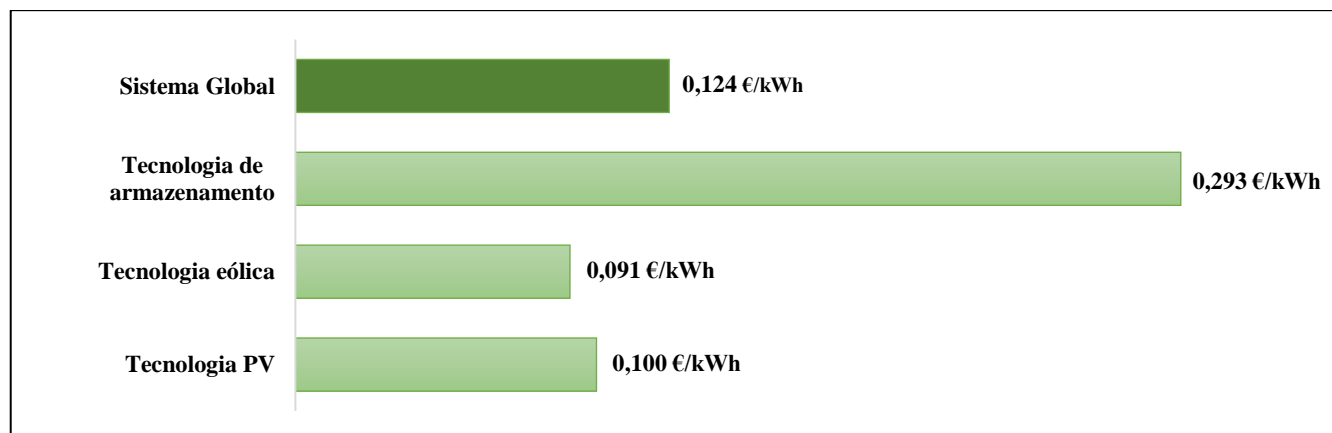


Figura 5.20 - LCOE por tecnologia e para o sistema combinado

6 Conclusões e trabalho futuro

O sector da energia é responsável por grande parte das emissões de CO₂ a nível mundial, uma vez que a sua produção ainda depende em grande parte da queima de combustíveis fósseis. A ilha do Corvo, nos Açores, não é exceção; de facto, nesta ilha toda a produção de energia é presentemente assente em diesel representando a principal fonte de emissões, logo seguida dos transportes, que num total são responsáveis anualmente pela emissão de cerca de 1.352 toneladas de CO₂.

O objetivo da presente dissertação foi modelar um sistema elétrico, incluindo num dos cenários mobilidade elétrica, baseado exclusivamente em renováveis, nomeadamente fotovoltaica e eólica, para a ilha do Corvo. Para o armazenamento de energia propõe-se um sistema hídrico com armazenamento em depósito feito por bombagem. Para isso utilizou-se a ferramenta EnergyPLAN, na qual foram simulados os cenários propostos.

Após a análise desses mesmos cenários, realizou-se uma comparação entre os mesmos e o sistema elétrico atualmente em funcionamento da ilha. Os valores do custo normalizado de energia (LCOE) permitem confirmar a viabilidade económica do projeto renovável, sendo que os custos de produção nos cenários propostos apresentam um valor inferior aos do sistema atual, baseado em diesel, com reduções na ordem dos 5,5 c€/kWh. No tempo de vida útil total do sistema, as poupanças podem montar a 3 milhões de euros.

Quando comparamos os cenários propostos, verificamos que os maiores desafios estão no excesso ou défice de produção de energia, resultante da variabilidade característica das energia solar-fotovoltaica e eólica. Em ambos os cenários, propõe-se um sistema de armazenamento por bombagem, mas ainda assim verificou-se que este sistema não apresenta capacidade suficiente para absorver toda a energia produzida, nem seria necessário. Com a inclusão de veículos elétricos, que representam cargas adicionais, este problema tem uma menor expressão, sendo clara a complementaridade entre o carregamento dos carros e a produção renovável, uma vez que se assumiu um sistema de carregamento inteligente. As semanas exemplificativas retratam de forma detalhada essa situação, uma vez que existe um maior aproveitamento de energia no cenário com carros elétricos, especialmente nas horas de maior produção. Contudo, o funcionamento contínuo das centrais renováveis leva a que, nos períodos de maior disponibilidade dos recursos, continue a registar-se uma disparidade entre a produção e o consumo. Uma vez que não estão reunidas condições técnicas para a exportação de energia, o operador da rede necessita de definir soluções para diminuir ou utilizar a energia desperdiçada (*curtailment*). Uma das soluções aplicadas pelo operador é o corte de geração renovável. No entanto esta medida implica que seja desperdiçada energia. Assim, para o caso da ilha uma das soluções passaria por aumentar o depósito de armazenamento de energia, de modo a que esta possa ser utilizada em períodos mais convenientes, fazendo dessa maneira diminuir as necessidades de capacidade instalada. Tal cenário não foi, contudo, contemplado, por se ter assumido que se iria privilegiar a utilização do depósito já construído na ilha. Uma vez que o desenvolvimento económico da ilha está condicionado em parte pelos custos que a energia acarreta, este excesso poderia ainda ser canalizado para pequenas indústrias já existentes na ilha, nomeadamente a de lacticínios, enquanto gerava incentivo para a criação de novas indústrias.

Em resumo, o sistema que se propõe neste trabalho é técnica e economicamente viável. O cenário com veículos elétricos a substituir a frota atual é o que confere maiores vantagens ambientais, permitindo tornar a ilha do Corvo quase 100% renovável, reduzindo a sua dependência económica e energética, evitando o consumo de cerca de 480 mil litros de gasóleo, fator determinante na redução dos custos e emissões de CO₂.

6.1 Trabalho futuro

O presente trabalho permitiu verificar que a implementação de um sistema contemplando energia eólica, solar fotovoltaica e um sistema hídrico-reversível permite suprir as necessidades de consumo de energia elétrica na ilha do Corvo. No decorrer do seu desenvolvimento foram surgindo vários aspetos que se escolheu não ter conta por motivo de contenção do estudo, mas que são relevantes para desenvolvimento em trabalhos futuros:

- Inclusão da tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G): no presente trabalho foi considerado que o carregamento dos veículos elétricos é unidirecional, i.e., funcionam apenas como uma carga gerível pelo sistema elétrico. Outra possibilidade é a do funcionamento bidirecional, ou seja, é possível que o veículo descarregue para a rede energia armazenada na bateria, permitindo que essa energia possa ser utilizada nas horas de ponta, ao mesmo tempo que participa na estabilização da rede. Neste sentido seria interessante estudar os benefícios da implementação desta tecnologia no sistema elétrico da ilha.
- Aumentar a capacidade do depósito do sistema hídrico-reversível: durante este trabalho considerou-se que seria reaproveitado o depósito já existente na ilha por razões económicas; no entanto os resultados das presentes simulações indicam que existe um grande excedente de energia, pelo que poderia ser relevante avaliar o impacto do aumento da capacidade de armazenamento.
- Contributo das renováveis para a estabilização da rede: uma vez que o excesso de produção de energia é a principal desvantagem da implementação de um sistema com as características do presente estudo, uma maior flexibilidade e controlabilidade das fontes produtoras poderia ser vantajosa para o sistema. Para isso poderia considerar-se que uma fração da capacidade total instalada das centrais renováveis possa ser desligada e ligada de acordo com as necessidades de consumo, fazendo diminuir as necessidades de estabilização da rede.

7 Bibliografia

- [1] N. Duić, G. Krajačić, and M. da Graça Carvalho, ‘RenewIslands methodology for sustainable energy and resource planning for islands’, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 4, pp. 1032–1062, 2008.
- [2] C. Cristofari, G. Notton, M. Ezzat, L. Stoyanov, J. L. Canaletti, and V. Lazarov, ‘Pumped hydroelectric storage coupling wind-solar resources: A solution for increase ren on islands electrical grid’, *PEA-AIT Int. Conf. Energy Sustain. Dev. Issues Strateg.*, no. June, pp. 1–8, 2010.
- [3] H. Vasconcelos, C. Moreira, A. Madureira, J. P. Lopes, and V. Miranda, ‘Advanced Control Solutions for Operating Isolated Power Systems: Examining the Portuguese islands’, *IEEE Electr. Mag.*, vol. 3, no. 1, pp. 25–35, 2015.
- [4] Y. Kuang *et al.*, ‘A review of renewable energy utilization in islands’, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, no. June, pp. 504–513, 2016.
- [5] A. Pina, P. Baptista, C. Silva, and P. Ferrão, ‘Energy reduction potential from the shift to electric vehicles: The Flores island case study’, *Energy Policy*, vol. 67, pp. 37–47, 2014.
- [6] EDA, ‘CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2016’, 2016.
- [7] R. V. Saraiva, ‘Localização óptima dos conversores de um parque eólico para minimização de custos totais’, 2007.
- [8] Institute of Mechanical Engineering, ‘AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO’, 2005.
- [9] Governo Regional dos Açores, ‘Plano de Gestão da Região Hidrográfica Açores 2016-2021 Corvo’, vol. 9, no. 2. p. 246.
- [10] A. Malheiro, P. M. Castro, R. M. Lima, and A. Estanqueiro, ‘Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems’, *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 646–657, 2015.
- [11] G. K. Singh, ‘Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review’, *Energy*, vol. 53, pp. 1–13, 2013.
- [12] M. C. Brito and J. A. Silva, ‘Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade’, *O Instal.*, vol. 25, no. 676, p. 07, 1954.
- [13] EDA Renováveis, ‘Plano Plurianual E Orçamento Ano 2018’, 2017.
- [14] J. A. R. Marques, ‘Hidroelectricidade e Barragens Reversíveis: Panorama actual’, Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, 2015.
- [15] IRENA, ‘Hydropower’, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, vol. 1, no. 3/5. p. 44, 2012.
- [16] G. El-Jamal, M. Ghandour, H. Ibrahim, and A. Assi, ‘Technical feasibility study of solar-pumped hydro storage in Lebanon’, *2014 Int. Conf. Renew. Energies Dev. Countries, REDEC 2014*, no. January 2016, pp. 23–28, 2014.
- [17] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, ‘Progress in electrical energy storage system: A critical review’, *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [18] R. C. Fortes, ‘Estudo de uma Central hidroeléctrica com base em Turbina hidráulica reversível’, Instituto superior de engenharia de Lisboa, 2014.
- [19] E. McLean and D. Kearney, ‘An evaluation of seawater pumped hydro storage for regulating

- the export of renewable energy to the national grid’, *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 152–160, 2014.
- [20] J. K. Kaldellis, M. Kapsali, and K. A. Kavadias, ‘Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks’, *Appl. Energy*, vol. 87, no. 8, pp. 2427–2437, 2010.
- [21] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, ‘Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, 2010.
- [22] FEDER- Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional and FSE-Fundo Social Europeu, ‘Programa Operacional 2020 Açores’. p. 361, 2014.
- [23] F. Toledo, *Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes*. 2012.
- [24] A. A. Messias, ‘Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids’, 2009.
- [25] P. Siano, ‘Demand response and smart grids - A survey’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461–478, 2014.
- [26] J. Larminie and J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained*. 2003.
- [27] P.-L. Blyth, ‘Electric cars on the 100 % renewable energy island of Samsø’, 2011.
- [28] L. Udrene and G. Bazbauers, ‘Role of Vehicle-to-grid Systems for Electric Load Shifting and Integration of Intermittent Sources in Latvian Power System’, *Energy Procedia*, vol. 72, pp. 156–162, 2015.
- [29] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan, ‘A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 365–385, 2015.
- [30] H. van Essen and B. Kampman, ‘Impacts of Electric Vehicles – Summary report’, no. April 2011, pp. 1–25, 2011.
- [31] Governo dos Açores, ‘Conselho do Governo aprova pacote de diplomas sobre Ambiente para garantir desenvolvimento sustentável dos Açores’.
- [32] IEA - Renewable Energy Technology Deployment, ‘Renewable energy for remote areas and islands’, 2012.
- [33] F. Chen, N. Duic, L. Manuel Alves, and M. da Graça Carvalho, ‘Renewislands-Renewable energy solutions for islands’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1888–1902, 2007.
- [34] H. Lund, ‘Renewable energy strategies for sustainable development’, *Energy*, vol. 32, no. 6, pp. 912–919, 2007.
- [35] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, ‘Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong’, *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [36] C. Bueno and J. A. Carta, ‘Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands’, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 10, no. 4, pp. 312–340, 2006.
- [37] Endesa, ‘El Hierro, ejemplo de sostenibilidad’, 2016. [Online]. Available: <https://www.endesa.com/es/proyectos/a201610-el-hierro-renovable.html>. [Accessed: 08-Apr-2018].
- [38] Y. AG, ‘Microgrid and island. Energy Storage Solutions’, 2017.

- [39] D. Silva, 'REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ILHA GRACIOSA : ANÁLISE E', 2015.
- [40] 'PGRH-A_2016-2021_RT_Parte2_VOL9-COR'.
- [41] EDA Açores, 'Relatório e contas 2016', 2016.
- [42] Público, 'Ilha do Corvo está em situação de “pré-ruptura” de alimentos', 2017. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2017/12/05/local/noticia/ilha-do-corvo-esta-em-situacao-de-preruptura-de-alimentos-1795026>. [Accessed: 18-Jul-2018].
- [43] Jornal de Notícias, 'Ilha do Corvo quase sem bens essenciais', 2013. [Online]. Available: <https://www.jn.pt/local/noticias/acoes-grupo-ocidental/corvo/interior/ilha-do-corvo-quase-sem-bens-essenciais-3087192.html>. [Accessed: 18-Jul-2018].
- [44] Açores Natureza Viva, 'Guia - Açores Natureza Viva'. [Online]. Available: <https://pt.azoresguide.net/corvo/>. [Accessed: 01-Sep-2018].
- [45] 'PGRH-A_2016-2021_RT_Parte2_VOL9-COR', vol. 9.
- [46] D. E. S. Miguel, 'A geotermia em Portugal', vol. 48, 1983.
- [47] E. B. De Azevedo, 'SUSTENTABILIDADE DO ECOSSISTEMA DO CALDEIRÃO – ILHA DO CORVO', no. August, 2015.
- [48] EDA Açores, 'Procura e Oferta de Energia Elétrica', 34, p. 34, 2017.
- [49] Governo dos Açores, 'Transportes'.
- [50] ERSE, 'Aplicação dos resultados do estudo para definição de custos de referência para aquisição de combustíveis nas regiões autónomas dos açores e da madeira', 2016.
- [51] Sociedade Portuguesa de Inovação - Instituto do Ambiente e Desenvolvimento e Ecorys, 'Avaliação Ambiental Estratégica do Programa Operacional da Região Autónoma dos Açores - Relatório ambiental final'.
- [52] Fleet magazine, 'OPINIÃO: como o WLTP pode afetar o preço dos carros por causa do CO2', 2017. [Online]. Available: <https://fleetmagazine.pt/2017/05/09/preco-carros-wltp-co2/>. [Accessed: 02-Aug-2018].
- [53] D. Connolly, 'Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool', no. January, p. 60, 2015.
- [54] M. G. Prina *et al.*, 'Multi-objective optimization algorithm coupled to EnergyPLAN software: The EPLANopt model', *Energy*, vol. 149, pp. 213–221, 2018.
- [55] B. M. C. Penisga, 'Sistema de Eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050', 2016.
- [56] H. Lund, 'EnergyPLAN', no. January, 2015.
- [57] H. Lund, 'EnergyPLAN: Advanced energy systems analysis computer model. Documentation Version 13.', no. September, p. 180, 2017.
- [58] B. Čosić, G. Krajačić, and N. Duić, 'A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia', *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 80–87, 2012.
- [59] A. Universitet, 'CAES Muligheder for anvendelse af Compressed Air Energy Storage for ellagring i fremtidens elsystem', no. 2005, 2007.
- [60] G. Salgi and H. Lund, 'System behaviour of compressed-air energy-storage in Denmark with a high penetration of renewable energy sources', *Appl. Energy*, vol. 85, no. 4, pp. 182–189, 2008.
- [61] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, E. Pican, and M. Leahy, 'The technical and economic

- implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage’, *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 47–60, 2012.
- [62] C. K. Ekman, ‘On the synergy between large electric vehicle fleet and high wind penetration - An analysis of the Danish case’, *Renew. Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 546–553, 2011.
- [63] L. Meiere and G. Bazbauers, ‘Sustainability Analysis of Innovative Transport System’, *Environ. Clim. Technol.*, vol. 6, no. 1, pp. 63–68, 2011.
- [64] K. Hansen *et al.*, ‘Enhanced Heating and Cooling Plans to Quantify the Impact of Increased Energy Efficiency in EU Member States Work Package 2 Main Report: Executive Summary’, p. 187, 2016.
- [65] P. Nunes, T. Farias, and M. C. Brito, ‘Enabling solar electricity with electric vehicles smart charging’, *Energy*, vol. 87, pp. 10–20, 2015.
- [66] A. Šare, G. Krajačić, T. Pukšec, and N. Duić, ‘The integration of renewable energy sources and electric vehicles into the power system of the Dubrovnik region’, *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 5, no. 1, 2015.
- [67] R. Gelaro *et al.*, ‘The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2)’, *J. Clim.*, vol. 30, no. 14, pp. 5419–5454, 2017.
- [68] M. Shafer, N. Kebir, and D. Philipp, *MICRO PERSPECTIVES FOR DECENTRALIZED ENERGY SUPPLY*. 2011.
- [69] ENERCON, ‘ENERCON E-30’. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/376-enercon-e-30>. [Accessed: 12-Aug-2018].
- [70] ‘EDA - Eletricidade dos Açores’. [Online]. Available: <https://www.eda.pt/>. [Accessed: 12-Nov-2017].
- [71] INE, ‘Inquérito à mobilidade da população residente: Cavado-Ave, Grande Porto, Vale do Sousa-Baixo Tâmega, Entre Douro e Vouga - 2000’. [Online]. Available: https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_publicacoes&PUBLICACOESpub_boui=7250963&PUBLICACOESmodo=2&lang=pt. [Accessed: 05-Jul-2018].
- [72] Eficiência-Energética, ‘Transportes’, 2018. [Online]. Available: http://eficiencia-energetica.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=82&ID_area=5&ID_sub_area=14. [Accessed: 14-Aug-2018].
- [73] H. Lund and W. Kempton, ‘Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G’, 2008.
- [74] The Boston Consulting Group, ‘Batteries for Electric Cars’, *Outlook*, no. 1, 2010.
- [75] I. Kougias and S. Szabó, ‘Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse?’, *Energy*, vol. 140, pp. 318–329, 2017.
- [76] Google maps, ‘Corvo’. [Online]. Available: <https://www.google.com/maps/place/Corvo/@39.698169731.1405764,8474m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0xb3247959c9c6983:0x59be196c967d2206!8m2!3d39.7023111!4d-31.1080244>. [Accessed: 25-Aug-2018].
- [77] Curso de Engenharia Civil - IST, ‘Aproveitamentos Hidroeléctricos - Conceitos fundamentais’, no. 5.
- [78] J. Pinto, ‘Valorização da Produção Hídrica Reversível num Contexto de Crescente Integração de Energia Eólica no Sistema Electroprodutor’, *FCT, Fac. Ciências e Tecnol.*, vol. Junho, pp. 1–94, 2011.

- [79] P. A. Østergaard, J. R. Pillay, B. Bak-Jensen, M. Lind, and K. Heussen, ‘Electric power systems for a transition to 100 % renewable energy systems in Denmark before 2050’, no. November, p. 30, 2011.
- [80] P. Nunes and M. C. Brito, ‘Displacing natural gas with electric vehicles for grid stabilization’, *Energy*, vol. 141, pp. 87–96, 2017.
- [81] W. S. Oliveira and A. J. Fernandes, ‘Economic evaluation applied to wind energy projects’, *Cyber Journals Multidiscip. Journals Sci. Technol. J. Sel. Areas Renew. Energy*, vol. 2, no. 9, pp. 1–12, 2011.
- [82] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2017*. 2018.